



TUGAS AKHIR – MO141326

Analisis Konfigurasi Sudut *Stinger* dengan Variasi Kedalaman pada Pipa Diameter 20” saat Instalasi di Banyu Urip, Bojonegoro

Juniavi Dini Kumala Putri

NRP. 4313 100 008

Dosen Pembimbing:

Ir. Imam Rochani, M.Sc

Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya 2017



FINAL PROJECT – MO141326

Configuration Of Stinger Angle Anylisis With
Variation Depth On Pipe Diameter 20” During
Instalation In Banyu Urip, Bojonegoro

Juniavi Dini Kumala Putri

NRP. 4313 100 008

Supervisors :

Ir. Imam Rochani, M.Sc

Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D

Ocean Engineering Department

Faculty of Marine Technology

Sepuluh Nopember Institute of Technology

Surabaya 2017

**ANALISIS KONFIGURASI SUDUT *STINGER* DENGAN VARIASI
KEDALAMAN PADA PIPA DIAMETER 20" SAAT INSTALASI DI BANYU
URIP, BOJONEGORO**

TUGAS AKHIR

Ditujukan untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar Sarjana Teknik (S.T)
pada Program Studi S-1 Jurusan Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

Juniavi Dini Kumala Putri

NRP. 4313100008

Disetujui oleh pembimbing tugas akhir :

1. Ir. Imam Rochani, M.Sc (Pembimbing 1)

2. Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D (Pembimbing 2)

3. Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D (Penguji 1)

4. Dr.Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc. (Penguji 2)

SURABAYA, JULI 2017

ANALISIS KONFIGURASI SUDUT *STINGER* DENGAN VARIASI KEDALAMAN SAAT INSTALASI PADA PIPA DIAMETER 20” DI BANYU URIP, BOJONEGORO

Nama : Juniavi Dini Kumala Putri
NRP : 4313100008
Jurusan : Teknik Kelautan FTK – ITS
Dosen Pembimbing : Ir. Imam Rochani, M.Sc
Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

Abstrak

Pemilihan metode pembangunan pipa bawah laut yang digunakan tergantung pada kondisi lingkungan dan perilaku sistem instalasi pipa yang mendapatkan berbagai beban selama instalasi dan dapat berakibat pada kegagalan. Dalam hal ini diperlukan konfigurasi sudut stinger yang sesuai dengan kriteria agar tidak terjadi overstress dan *local buckling* pada pipa selama instalasi, adanya variasi kedalaman yang dilakukan 15 meter, 18 meter, 20,65 meter, 21.25 meter dan 22.25 meter dapat membantu analisa tegangan pada pipa di setiap case. Penginstalan pipa sepanjang 23,4 km dari laut utara Tuban. Dari hasil analisis yang dilakukan, diketahui bahwa konfigurasi sudut stinger yang digunakan selama instalasi untuk setiap kedalaman adalah 15 m dengan sudut stinger 8.88^0 , 18.65 m sudut stinger 8.88^0 , 20.65 m sudut stinger 8.88^0 , 21.25 m sudut stinger 8.88^0 dan 22.25 m sudut stinger 8.88^0 . Hasil tegangan pipa pada daerah overbend mempunyai nilai 85,13% SMYS atau 352,42 Mpa saat arah datang 90 derajat, sedangkan daerah sagbend pipa mempunyai tegangan maksimum 51,01% SMYS atau 211,2 Mpa saat arah datang 180 derajat. Hasil perhitungan cek local buckling pada semua kondisi menunjukkan hasil yang aman selama proses instalasi.

Kata kunci : konfigurasi sudut *stinger*, *sagbend*, *overbend*, *local buckling*

**CONFIGURATION OF STINGER ANGLE ANYLISIS WITH VARIATION
DEPTH ON PIPE DIAMETER 20” DURING INSTALATION IN BANYU
URIP, BOJONEGORO**

Name : Juniavi Dini Kumala Putri
NRP : 4313100008
Department : Ocean Engineering FTK – ITS
Supervisors : Ir. Imam Rochani, M.Sc
Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

Abstrac

Selection of the subsea pipeline instalation of method used depends on the environmental conditions and behavior of the pipe installation system which acquires various loads during installation and may result in failure. In this case the required angle stinger configuration is in accordance with the criteria to avoid overstress and local buckling on the pipe during the installation, the variation of the depth of 15 meters, 18 meters, 20.65 meters, 21.25 meters and 22.25 meters can help analyze the stress on the pipe in each case. From the results of the analysis, it is known that the configuration of stinger angles used during installation for each depth is 15 m with stinger angle 8.88° , 18.65 m stinger angle 8.88° , 20.65 m stinger angle 8.88° , 21.25 m angle stinger 8.88° and 22.25 m stinger angle 8.88° . The result of pipe stress on the overbend area has a value of 85.13% SMYS or 352.42 Mpa when the direction comes 90 degrees, while the sagbend area of the pipe has a maximum voltage of 51.01% SMYS or 211.2 Mpa when the direction comes 180 degrees. Local buckling check results in all conditions show safe results during the installation process.

Keywords : Configuration of stinger angel, sagbend, overbend, local buckling

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa atas segala rahmat-Nya sehingga tugas akhir ini dapat tersusun hingga selesai. Tidak lupa kami juga mengucapkan banyak terimakasih atas bantuan dari pihak yang telah berkontribusi dengan memberikan sumbangan dalam sebuah materi maupun gagasan pikirannya.

Serta harapan kami semoga laporan ini dapat menambah pengetahuan dan pengalaman bagi para pembaca, untuk ke depannya dapat memperbaiki bentuk maupun menambah isi tugas akhir ini agar dikemudian harinya menjadi lebih baik lagi.

Karena keterbatasan pengetahuan maupun pengalaman penulis, maka penulis yakin masih banyak kekurangan dalam tugas akhir ini, oleh karena itu penulis sangat mengharapkan saran dan kritik yang membangun dari pembaca demi kesempurnaan tugas akhir ini.

Surabaya, 30 Juni 2017

Penulis

UCAPAN TERIMA KASIH

Pada kesempatan ini penulis menyampaikan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu selama pengerjaan tugas akhir ini, diantaranya kepada :

1. Allah SWT yang telah memberikan kemudahan dan kelancaran selama pengerjaan tugas akhir ini.
2. Kedua orang tua penulis Djoko Putro Utomo dan In Sri Bawani serta kakek nenek penulis alm. Haribowo dan Sediani yang telah senantiasa memberi dukungan berupa semangat dan materil selama tugas akhir ini di buat.
3. Bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc dan Ir. Handayanu, M.Sc, Ph.D. yang telah menjadi dosen pembimbing dan memberikan saran serta masukan selama masa pengerjaan tugas akhir ini.
4. Setiap dosen pengajar semua mata kuliah selama 4 tahun di Teknik Kelautan yang sudah memberi ilmu yang berharga untuk penulis.
5. Sahabat-sahabat penulis, “the yakin’s” yang senantiasa mendengarkan keluh kesah selama tugas akhir ini di buat dan meyakinkan penulis untuk pantang meyerah di medan pertempuran.
6. Teman-teman VALTAMERI yang 4 tahun ini bersedia membantu penulis menyelesaikan tahap-tahap sistem kredit siswa (sks) dan memberikan cerita asam-manis selama perjuangan kuliah.
7. Mbak dan mas 2010, 2011, 2012 yang sudah dengan lapang dada memberi masukan selama menghadapi perjuangan kuliah, mengajarkan *software*, meminjamkan buku, membagi cerita tentang dunia kerja, dan mau direpotkan dengan seribu pertanyaan penulis tentang tugas akhir ini. *I cant pay what you did mas, mbak. Thankyou so much.*
8. Sahabat penulis, yang sedang berjuang di benua Eropa dan Amerika yang selalu memberikan aura positif dan pengalaman hidup di negara orang sebatang kara, *this thesis part of your stories, remember the future belongs to those who believe in the beuty of their dreams.*
9. PT. Global Maritime yang telah membantu berupa ilmu maupun dukungan untuk mengerjakan tugas akhir ini sampai selesai.

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	i
ABSTRAK	ii
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	iv
UCAPAN TERIMA KASIH	v
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR NOTASI	xiii
DAFTAR LAMPIRAN	xiv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang Masalah	3
1.2. Perumusan Masalah	3
1.3. Tujuan	3
1.4. Manfaat	3
1.5. Batasan Masalah	4
1.6. Sistematika Penulisan	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	5
2.1 Tinjauan Pustaka	5
2.2 Dasar Teori	5
2.3 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut	6
2.3.1 Metode <i>S-Lay</i>	7
2.3.2 Metode <i>J-Lay</i>	8
2.3.3 Metode Reel Lay	9
2.3.4 Metode <i>Towing</i>	9
2.4 Stinger	12

2.5 Overband.....	13
2.6 Sagbend.....	13
2.7 Tegangan Pada Pipa.....	15
2.7.1 Tegangan Normal.....	16
2.7.2 Tegangan Geser.....	17
2.7.3 Tegangan Von Mises	17
2.7.4 Tegangan Pada Overband	19
2.7.5 Tegangan Pada Sagbend	19
2.7.6 Tegangan Tensioner.....	21
2.8 Analisa Dinamis	22
2.9 Respon Gerakan Pada Gelombang Irreguler.....	21
2.9.1 Spektrum Gelombang	23
2.10 Arah Pembebanan dan Sistem Koordinat Software Offpipe.....	24
2.10.1 Analisa Pipelaying dengan Software Offpipe	24
2.11 Respon Dinamis Struktur Terapung	25
2.12 Beban Gelombang.....	26
2.13 Local Buckling	27
2.14 Kode dan Standar	28
BAB III Metodologi Penelitian.....	29
3.1 Skema Diagram Alir	29
BAB IV Pemodelan, Hasil Analisis dan Pembahasan	33
4.1 Pengumpulan Data dan Indetifikasi Data.....	33
4.1.1 Lokasi	33
4.1.2 Data Lingkungan.....	33
4.2 Analisa Konfigurasi Sudut Stinger Kondisi Statis	37
4.3 Analisa Konfigurasi Sudut Stinger Kondisi Dinamis	51
4.3.1 Permodelan Barge.....	52
4.3.2 Validasi Barge	54

4.3.3 Karakteristik Gerak Struktur pada Gelombang Reguler.....	55
4.3.4 Analisis Hasil Konfigurasi Sudut Stinger Kondisi Dinamis.....	58
4.4 Perhitungan Local Buckling.....	76
BAB V Kesimpulan dan Saran	80
5.1 Kesimpulan	80
5.2 Saran.....	80
Daftar Pustaka	
Lampiran	
Biodata Penulis	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 S-Lay Configuration (Guo et al, 2005)	2
Gambar 2.1 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut (Sumber : Zenalabidi, 2010)	6
Gambar 2. 2 Instalasi dengan Metode S-Lay (Bai, 2001).....	7
Gambar 2. 3 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut dengan J-Lay	8
Gambar 2.4 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut dengan Metode Reel Lay	9
Gambar 2.5 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut Metode Bottom Tow	10
Gambar 2.6 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut Metode Surface Tow	11
Gambar 2.7 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut Metode Mid-depth Tow	11
Gambar 2.8 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut Metode Off-bottom Tow	11
Gambar 2.9 Pembebanan Aksial Pada Batang Tubular	14
Gambar 2.10 Model Catenary	18
Gambar 2.11 General Arrangement Tensioner	19
Gambar 2.11 Heading dan sistem koordinat Pada Software Offpipe	24
Gambar 2.12 Permodelan Stinger	25
Gambar 2.13 Gerakan pada struktur terapung	26
Gambar 2.14 Grafik Region of Validity of Waves	27
Gambar 4.1 Maximum Stress on Overbend dengan Variasi Sudut Stinger	43
Gambar 4.2 Maximum Stress on Sagbend dengan Variasi Sudut Stinger	44
Gambar 4.3 Grafik Total Tegangan pada Pipa dengan Variasi Sudut Stinger.....	44
Gambar 4.4 Maximum Stress on Overbend dengan Variasi Sudut Stinger	45
Gambar 4.5 Maximum Stress on Sagbend dengan Variasi Sudut Stinger	46
Gambar 4.6 Grafik Total Tegangan pada Pipa dengan Variasi Sudut Stinger.....	46

Gambar 4.7 Stress on Overbend dengan Variasi Sudut Stinger.....	47
Gambar 4.8 Stress on Sagbend dengan Variasi Sudut Stinger	48
Gambar 4.9 Grafik Total Tegangan pada Pipa dengan Variasi Sudut Stinger.....	48
Gambar 4.10 Maximum Stress on Overbend dengan Variasi Sudut Stinger.....	49
Gambar 4.11 Maximum Stress on Sagbend dengan Variasi Sudut Stinger	50
Gambar 4.12 Grafik Total Tegangan pada Pipa Variasi Sudut Stinger	50
Gambar 4.13 Maximum Stress on Overbend dengan Variasi Sudut Stinger.....	51
Gambar 4.14 Maximum Stress on Sagbend dengan Variasi Sudut Stinger.....	52
Gambar 4.15 Grafik Total Tegangan pada Pipa Variasi Sudut Stinger	52
Gambar 4.16 Model Geometri Barge Tampak Isometri	55
Gambar 4.17 Model Geometri Barge Tampak Samping	55
Gambar 4.18 Model Geometri Barge Tampak Atas	55
Gambar 4.19 Model Geometri Barge Tampak Bow	55
Gambar 4.20 Grafik RAO Heading 0^0	58
Gambar 4.21 Grafik RAO Heading 180^0	58
Gambar 4.22 Grafik RAO Heading 90^0	59
Gambar 4.23 Grafik RAO Heading 45^0	60
Gambar 4.24 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 15 meter.....	62
Gambar 4.25 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Heading 0^0	63
Gambar 4.26 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Heading 45^0	63
Gambar 4.27 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Heading 90^0	64
Gambar 4.28 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Heading 90^0	65
Gambar 4.29 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 18,65 meter	65

Gambar 4.30 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 18,65 meter	66
Gambar 4.31 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 18,65 meter	67
Gambar 4.32 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 18,65 meter	67
Gambar 4.33 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 18,65 meter	68
Gambar 4.34 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 20,65 meter	68
Gambar 4.35 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 20,65 meter	69
Gambar 4.36 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 20,65 meter	70
Gambar 4.37 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 20,65 meter	71
Gambar 4.38 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 20,65 meter	72
Gambar 4.39 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 21,25 meter	72
Gambar 4.40 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 21,25 meter	73
Gambar 4.41 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 21,25 meter	74
Gambar 4.42 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 21,25 meter	74
Gambar 4.42 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 21,25 meter	75
Gambar 4.43 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 22,25 meter	76
Gambar 4.44 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 22,25 meter	76
Gambar 4.45 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 22,25 meter	77
Gambar 4.46 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 22,25 meter	78
Gambar 4.47 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 22,25 meter	78

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 Kedalaman Air	35
Tabel 4.2 Pasang Surut.....	35
Tabel 4.3 Parameter Gelombang.....	35
Tabel 4.4 Data Arus	36
Tabel 4.5 Parameter Tanah	36
Tabel 4.6 Properti Air Laut	36
Tabel 4.7 Data Pipa	37
Tabel 4.8 Data Coating Pipa	37
Tabel 4.9 Data Lay Barge	37
Tabel 4.10 Data Stinger.....	38
Tabel 4.11 Configuration Roller Support on the Barge	38
Table 4.12 Configuration Roller Support on the Stinger	38
Tabel 4.13 Loadcase dengan Variasi Kedalaman Laut dan Sudut Stinger	39
Tabel 4.14 Loadcase dengan Variasi Kedalaman Laut dan Sudut Stinger	40
Tabel 4.15 Hasil Analisa Statis	41
Tabel 4.16 Variasi Kedalaman Laut dan Sudut Arah Datang Gelombang	53
Tabel 4.17 Data Dimensi Barge Hafar Neptune	54
Tabel 4.18 Perbandingan Displacement Permodelan dan Stability Booklet.....	56
Tabel 4.19 Perbandingan Bouyancy Permodelan dan Stability Booklet	56
Tabel 4.20 Perbandingan Dimensi Barge Permodelan dan Stability Booklet	57
Tabel 4.21 Hasil Analisa Konfigurasi Sudut Stinger Kondisi Dinamis.....	61

Tabel 4.22 Ringkasan Hasil Perhitungan Local Buckling Overbend	80
Tabel 4.23 Ringkasan Hasil Perhitungan Local Buckling Sagbend	81

DAFTAR NOTASI

Tekanan	= p_0
p_1	= Tekanan internal
R	= jari- jari
T	= minimum wall thickness
α_a	= Momen lentur
E	= Modulus Young
R _{cv}	= Radius Curvature
W _s	= Submerged Weight
Th	= Horizontal force at seabed
X	= Horizontal distance from touchdown point
Z	= Height above seabed
S	= Arc length
θ	= Angle to X axis
P _c	= Tekanan Collapse
P _{el}	= Tekanan Collapse elastic
P _p	= Tekanan Collapse plastis
f ₀	= Ovality, max 1.5 %
D	= Diameter Luar
t ₂	= tebal minimum dinding pipa
E	= modulus young
α_{fab}	= faktor toleransi fabrikasi
Poisson ratio	= 0.3

DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN A HASIL ANALISA KONFIGURASI SUDUT *STINGER* KONDISI STATIS
- LAMPIRAN B HASIL PERMODELAN *BARGE* DENGAN *SOFTWARE MOSES*
- LAMPIRAN A HASIL ANALISA KONFIGURASI SUDUT *STINGER* KONDISI STATIS
- LAMPIRAN D HASIL PERHITUNGAN *LOCAL BUCKLING* DAERAH *OVERBAND*
- LAMPIRAN D HASIL PERHITUNGAN *LOCAL BUCKLING* DAERAH *SAGBAND*

BAB I

1.1 Latar Belakang Masalah

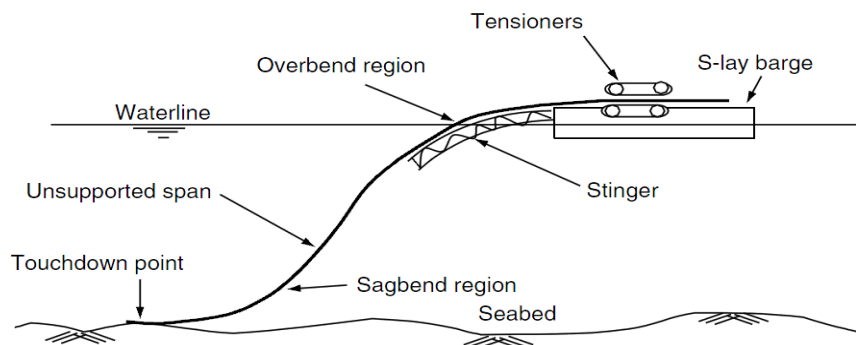
Perkembangan industri minyak dan gas (migas) sedang berkembang pesat di Indonesia. Perkembangan industri migas yang semakin pesat tersebut mendorong konsumsi minyak dan gas oleh masyarakat semakin meningkat. Hal tersebut mengharuskan pemerintah lebih memperhatikan cara mengelola industri ini khususnya dalam hal pendistribusian minyak dan gas. Sebuah pembangunan pipa bawah laut merupakan salah satu langkah yang efektif dalam mengurangi biaya operasional selama pendistribusian minyak dan gas dilaksanakan, hal ini dibandingkan dengan pengangkutan minyak dan gas dalam jumlah yang besar menggunakan akomodasi kapal. Pendistribusian dengan pipeline relatif aman dibandingkan dengan pendistribusian secara curah (Soegiono, 2004). Dalam tingkat keamanan yang baik selama penginstalan akan memberikan investasi jangka panjang yang menguntungkan sesuai dengan umur operasi yang telah ditentukan.

Metode instalasi pipa bawah laut pada umumnya menggunakan metode *S-Lay*, *J-Lay*, *Reeling* dan *Towing Method*. Pemilihan metode yang digunakan tergantung pada kondisi lingkungan dan perilaku sistem instalasi pipa yang mendapatkan berbagai beban selama instalasi dan dapat berakibat pada kegagalan. Dalam proses instalasi pipa atau *pipelaying*, *pipeline* mendapat beban hidrodinamis secara langsung mengenai pipa, yaitu berupa gaya *drag* dan *internal force* ataupun secara tidak langsung, yaitu melalui gelombang atau arus yang menyebabkan gerakan pada *barge*. Dengan adanya berbagai faktor hidrodinamis tersebut, menyebabkan terjadinya tegangan pada pipa dan tegangan utama terjadi pada daerah *sagbend* dan *overbend*. (Soegiono, 2007).

Pada tugas akhir ini akan dilakukan analisa konfigurasi sudut stinger pada bagian proyek *pipeline* milik Exxon Mobil “Banyu Urip Project” di Bojonegoro Provinsi Jawa Tengah. Proyek ini bermaksud untuk menginstal pipa baru dalam rangka melakukan antisipasi peningkatan produksi yang meningkat di masa mendatang. Terdapat 3 fase pipa yang telah ada dan akan digunakan sebagai pipa gas serta pipa baru yang akan digunakan untuk mentransfer minyak mentah. Selain daripada itu, pengerjaan tugas akhir ini menggunakan pipa dengan diameter 20 inch saat proses *laying* dengan metode *S-Lay* dengan varisi kedalaman. Akibat daripada

parameter dan konfigurasi sudut *stinger* tersebut tugas akhir ini juga akan menganalisa tegangan yang terjadi pada pipa. *Software OFFPIPE* yang akan digunakan untuk membantu permodelan pipa.

Analisa pada tugas akhir ini dilakukan pada saat proses instalasi bertujuan untuk mengestimasi minimum *bending stress* yang terjadi pada daerah kritis agar sesuai dengan kriteria desain untuk menghindari kegagalan pada proses instalasi. Berikut salah satu contoh gambar tentang konfigurasi instalasi pipa dengan metode *S-Lay* :



Gambar 1.1 S-Lay Configuration (Guo et al, 2005)

Pada Gambar 1.1 konfigurasi sudut stinger pada metode S-Lay terdapat 2 daerah kritis yaitu *overband* dan *sagbend*. Metode instalasi *S-Lay* untuk kedalaman studi kasus dibawah 300 meter sehingga metode instalasi ini yang paling tepat untuk digunakan. Analisa dilakukan dengan menggunakan *OFFPIPE* untuk menghitung besarnya tegangan yang bekerja pada saat proses *laying* dengan variasi kedalaman dan konfigurasi sudut *stinger*. Dalam menyelesaikan tugas akhir ini, maka dibutuhkan beberapa data-data sebagai parameter pengerjaanya. Data-data yang digunakan dalam mengerjakan tugas akhir ini antara data parameter pipa, data *coating* pipa, data *lay barge*, data *stinger*. Setelah mendapatkan data maka langkah selanjutnya memverifikasi *properties* pipa yang di dapatkan ada di lapangan. Deskripsi pipa yang di dapatkan dengan *wall thickness* sebesar 0,5 inch dan *outside* diameter sebesar 20 inch telah tersedia di lapangan. Data pipa yang di dapatkan akan di tampilkan pada bagian analisa dan pembahasan tugas akhir ini.

1.2 Perumusan Masalah

Adapun permasalahan yang akan dihadapi dalam Tugas Akhir ini adalah

1. Berapa besar tegangan yang dialami pipa pada daerah kritis *sagbend* dan *overband* pada saat proses instalasi berlangsung?
2. Berapa konfigurasi sudut stinger yang digunakan dengan adanya variasi kedalaman agar tidak terjadi *overstress* dan *local buckling* pada pipa selama proses instalasi?

1.3 Tujuan

Dari perumusan masalah diatas, dapat diambil tujuan yang ingin dicapai dalam tugas akhir ini adalah :

1. Mengetahui dan menganalisa besar tegangan yang dialami pipa pada daerah kritis *sagbend* dan *overband* pada saat proses instalasi berlangsung.
2. Mengetahui dan menganalisa konfigurasi sudut stinger yang digunakan dengan adanya variasi kedalaman agar tidak terjadi *overstress* dan *local buckling* pada pipa selama proses instalasi.

1.4. Manfaat

Setelah hasil dari analisa dari penelitian didapatkan, diharapkan dapat menjadi suatu acuan dalam proses instalasi *pipeline*. Harapan lain yaitu akan pemahaman mengenai instalasi pipa bawah laut dengan metode *S-Lay*, dengan konfigurasi sudut stinger dan variasi kedalaman selama proses instalasi.

1.5. Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Metode instalasi pipeline menggunakan *S-Lay*.
2. Arah datang gelombang diasumsikan pada 0^0 , 45^0 , 90^0 , 180^0 terhadap *barge*.
3. Analisa dinamis yang dilakukan adalah analisa *frequency domain*.
4. Analisa sistem tali tambat tidak dimodelkan saat proses instalasi.
5. Analisa dilakukan pada pipa berdiameter 20 inch.
6. Tinggi roller pada instalasi bersifat konstan.
7. Panjang stinger konstan.

8. Code yang digunakan untuk cek tegangan maksimum dan *local buckling* yang di ijin adalah DNV OS F-101 mengenai *Rules for Submarine Pipeline System*.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam penyusunan tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. BAB I Pendahuluan

Menjelaskan tentang latar belakang disusunnya tugas akhir, perumusan masalah, tujuan, batasan masalah, manfaat, serta sistematika penulisan yang digunakan dalam tugas akhir ini.

2. BAB II Tinjauan Pustaka dan Landasan Teori

Pada bab ini penulis akan membahas tinjauan pustaka dan dasar teori yang menjadi sumber referensi penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini. Secara rinci bab ini berisikan tinjauan pustaka yang menjadi acuan dari penelitian tugas akhir, dasar-dasar teori, rumus-rumus dan code/rules yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini dicantumkan dalam bab ini.

3. BAB III Metodologi Penelitian

Menjelaskan berisi tentang alur pengerjaan tugas akhir ini dengan tujuan untuk memecahkan masalah yang diangkat dalam bentuk diagram alir atau flow chart yang disusun secara sistematis yang dilengkapi pula dengan data data penelitian serta penjelasan detail untuk setiap langkah pengerjaannya.

4. BAB IV Hasil dan Pembahasan

Berupa merupakan pembahasan dari hasil analisa-analisa yang telah dilakukan pada penelitian, meliputi analisa hasil, dan pembahasan hasil analisa.

5. BAB V Kesimpulan dan Saran

Kesimpulan penting yang diperoleh dari hasil analisa dan pembahasan yang telah dilakukan. Pada bab ini juga berisikan saran sebagai tindak lanjut penelitian untuk permasalahan terkait.

BAB II

TINJUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Lapangan minyak *offshore* pertama kali ditemukan pada tahun 1940 di Teluk Meksiko dengan kedalaman laut kurang dari 500 *feet* (*shallow water*). Semenjak ditemukannya lapangan minyak tersebut, perkembangan *offshore pipeline* mulai berkembang, sehingga pada tahun 1954, *offshore pipeline* di teluk Meksiko menjadi *offshore pipeline* yang pertama kali dibangun. Seiring dengan perkembangan ilmu pengetahuan dan teknologi saat ini telah banyak ditemukan lapangan minyak lepas pantai, bahkan sampai daerah yang memiliki kedalaman laut lebih dari 1000 *feet* (*deepwater*) dengan metode instalasi yang berbeda. Metode instalasi pipa yang umum digunakan adalah S – Lay (*Shallow water* sampai *deepwater*), J-Lay (*Intermediate* sampai *deepwater*), Reel Lay (*Intermediate* sampai *deepwater*).

Instalasi pipa adalah proses pemasangan pipa di laut. Pada proses instalasi pipa, ada banyak hal yang kompleks yang perlu dianalisa sehingga mendapatkan tingkat keamanan yang tinggi, seperti hal yang memiliki pengaruh besar adalah besarnya (*stress*) yang terjadi pada pipa pada saat proses tersebut. Mulai dari saat pipa masih diatas *laybarge*, *stinger*, dan saat pipa menyentuh *seabed*. Ada 2 kategori area yang harus dianalisa, yaitu *overband* dan *sagband*. *Overband* area dimulai dari pipa masih di atas *laybarge* sampai *stinger* (kecuali *roller* terakhir pada *stinger*). Sedangkan *sagband* mulai dari *roller* terakhir pada *stinger* sampai *seabed*.

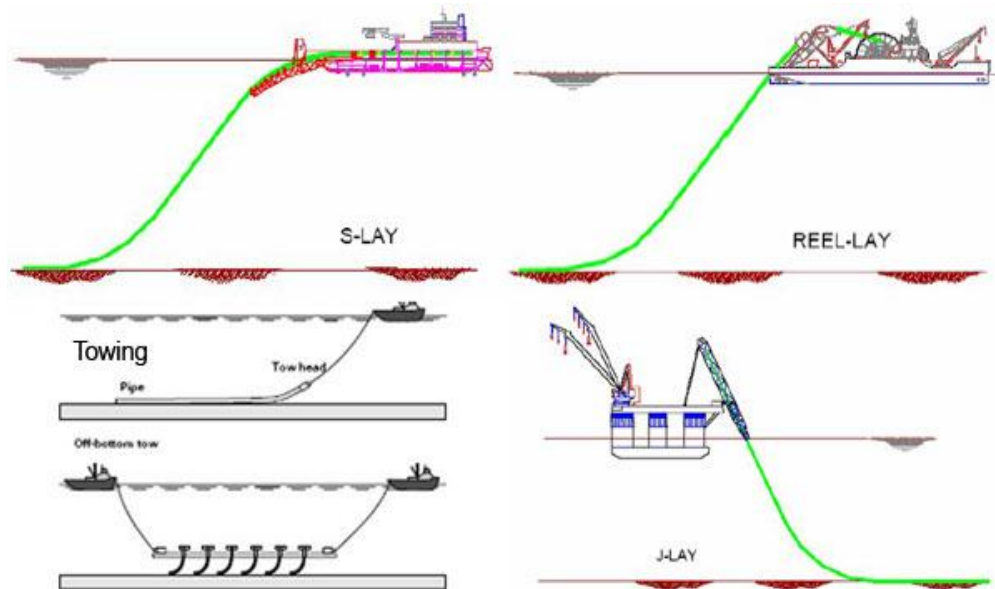
2.2 Dasar Teori

Dasar teori yang digunakan dalam kajian tugas akhir ini meliputi metode penggelaran pipa, proses penggelaran pipa, *code* dan standart yang digunakan, teori tentang gaya yang terjadi pada pipa selama proses instalasi.

2.3 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut

Pipa bawah laut didesain untuk transportasi *fluida* seperti minyak, gas atau air dalam jumlah besar dan jarak yang jauh melalui laut atau daerah di lepas pantai. *Pipeline* bekerja 24 jam sehari, 365 hari dalam setahun selama umur pipa yang bisa sampai 30 tahun atau bahkan lebih. Bahan pipa dipilih berdasarkan aspek-aspek rancangan antara lain diameter pipa, tekanan internal dan eksternal, beban kerja, suhu dari muatan yang dialirkan, *code compliance*, dan biaya yang ditetapkan.

Proses instalasi pipa bawah laut menggunakan kapal pemasangan yang khusus atau *lay barge*. Ada beberapa metode untuk instalasi pipa bawah laut, metode yang umumnya digunakan yaitu *S-Lay*, *J-Lay* dan *Reeling*. Berdasarkan pada metode tersebut, pipa akan mengalami beban yang berbeda selama instalasi berlangsung. Sebuah analisis instalasi dilakukan untuk mengetahui gaya tarik minimum yang terjadi pada pipa, karena efek beban pipa ada dalam kriteria desain kekuatan. Berikut gambar beberapa jenis metode instalasi pipa :



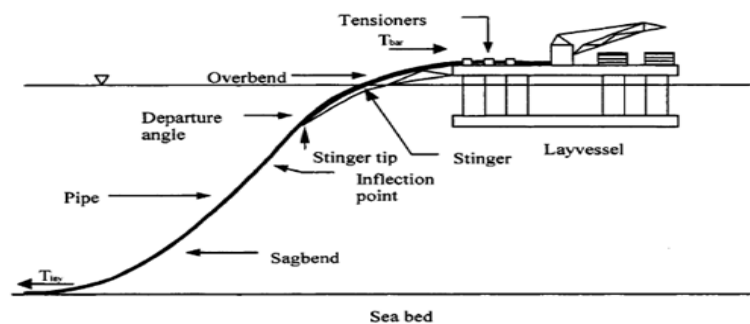
Gambar 2.1 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut (Sumber : Zenalabidi, 2010)

2.3.1 Metode S-Lay

Perbedaan teknologi dan peralatan-peralatan yang telah berkembang dalam pemasangan pipa di lepas pantai menentukan instalasi pipa berdasarkan parameter yang ada. Dalam daerah kedalaman dangkal hingga kedalaman 600 meter metode untuk instalasi pipa bawah laut yaitu menggunakan metode S-Lay, disebut S-Lay dikarenakan kurva yang dibentuk pipa saat mencapai dasar laut membentuk huruf “S”. Secara singkat mengenai proses instalasi menggunakan metode S-Lay yaitu sebagai berikut :

Pada Lay-Barge biasanya terdapat tempat untuk pengelasan pipa (*welding station*), mesin *tension*, NDT *station* untuk mengecek pengelasan dan *coating station*. Ketika pipa sudah dilas menjadi beberapa sambungan kemudian dilanjutkan proses pemasukan pipa ke laut, pada proses tersebut pipa akan terbantu masuk ke laut karena adanya gerakan *barge* akibat mekanisme jangkarnya. Beberapa *roller* ditempatkan diatas *stinger* dan *barge*. *Roller* ini membantu pipa ketika pipa bergerak dari barge masuk ke laut.

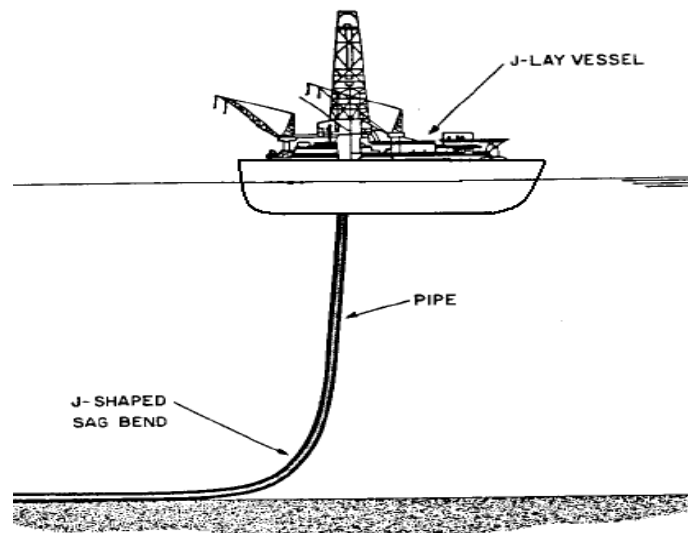
Roller ditempatkan pada *stinger* dan pada *vessel*, bersamaan dengan *tensioner*, akan menciptakan kekuatan lengkungan pada pipa (Bai, 2001). *Tensioner* dalam metode S-Lay berfungsi menarik pipa yang akan di instalasi ke arah dalam *barge* untuk memastikan bahwa tegangan yang terjadi pada pipa tidak melebihi tegangan izin. Laut yang lebih dalam membutuhkan kekuatan *stinger* dan *tensioner* yang lebih besar. Kecepatan dalam pemasangan pipa dengan metode S-Lay sekitar 4 – 5 km per harinya. Ukuran pipa maksimum yang bisa dilakukan dengan metode ini adalah 60” OD (Allseas Solitair, 2000). Penjelasan tentang metode instalasi ini diperjelas dengan adanya Gambar 2.2 di bawah ini :



Gambar 2. 2 Instalasi dengan Metode S-Lay (Bai, 2001)

2.3.2 Metode *J-Lay*

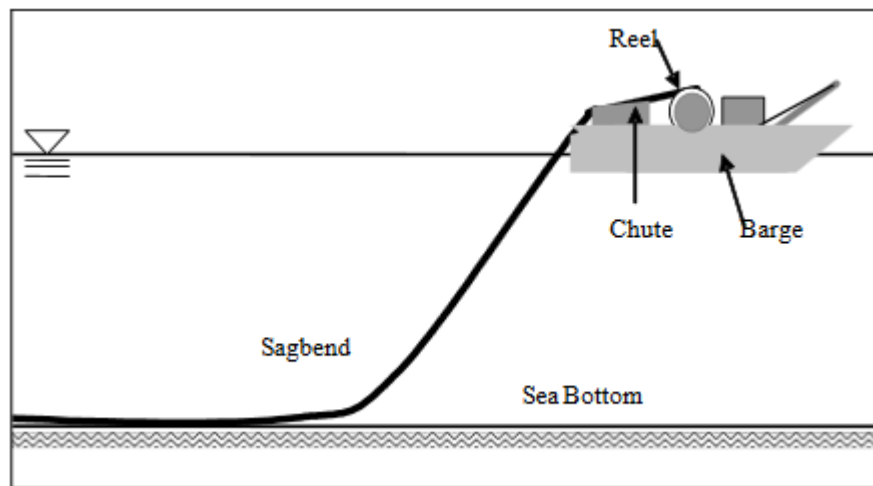
Dalam metode ini digunakan untuk instalasi pipa bawah laut dengan kedalaman yang sangat dalam. Dalam metode ini, kapal menggunakan sebuah menara sentral, biasanya dikonversi dari kapal pengeboran hal ini dilakukan cara pengelasan pada posisi vertikal dan peluncuran pipa dari menara sentral. Pada metode ini tidak ada daerah kritis pada tekukan atas (*overbend*) dan hanya ada pada bagian tekukan bawah (*sagbend*) sebagai daerah kritis. Kesulitan terbesar dalam metode ini adalah untuk melakukan pengelasan vertikal, meskipun membawa keuntungan dibandingkan dengan metode *S-Lay* untuk perairan dalam. Metode *J-Lay* memiliki tingkat produksi yang relatif rendah karena terbatasnya jumlah *work station*. Pada daerah *sagbend*, gerakan *surge* dan *heave* mempunyai pengaruh yang signifikan terhadap tegangan pada *pipeline* sedangkan gerakan *pitch* tidak signifikan pengaruhnya terhadap tegangan *bending* pada *pipeline*, (Brewer dan Dixon, 1969). Kecepatan pasang sekitar 1 – 1,5 km per hari. Ukuran maksimum yang bisa diinstal adalah 32” OD, (Saipem S-7000, 2002). Penjelasan tentang metode instalasi ini diperjelas dengan adanya Gambar 2.3 di bawah ini :



Gambar 2. 3 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut dengan *J-Lay*
(Kenny, 1993)

2.3.3 Metode *Reel Lay*

Metode *reel lay* merupakan metode pemasangan pipa dengan cara menggulung pipa panjang pada sebuah gulungan berukuran yang sangat besar, kemudian pipa tersebut akan dipasang di dasar laut seperti pada pemasangan kabel bawah laut. Dalam metode ini umumnya pipa yang dinstall adalah pipa berukuran diameter kecil atau pipa yang fleksibel. Pipa yang dipakai tidak diselimuti dengan beton akan tetapi harus tetap didesain supaya stabil setelah proses instalasi, hal dimaksudkan agar pipa dapat digulung *reel*. Adapun selimut yang digunakan untuk melindungi pipa adalah bahan-bahan yang *flexibel* tanpa kerusakan seperti jenis bahan *epoxy*. Jika pipa ini dinstall secara *horizontal* maka akan berbentuk *S-Lay* namun jika dinstall secara vertikal maka akan berbentuk *J-Lay*. Metode ini lebih murah jika dibandingkan dengan metode lain ditinjau dari sisi waktu dan biaya, namun terbatas untuk pipa dengan ukuran diameter kecil. Penjelasan tentang metode instalasi ini diperjelas dengan adanya Gambar 2.4 di bawah ini :



Gambar 2.4 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut dengan Metode *Reel Lay*
(Zenalabidi, 2010)

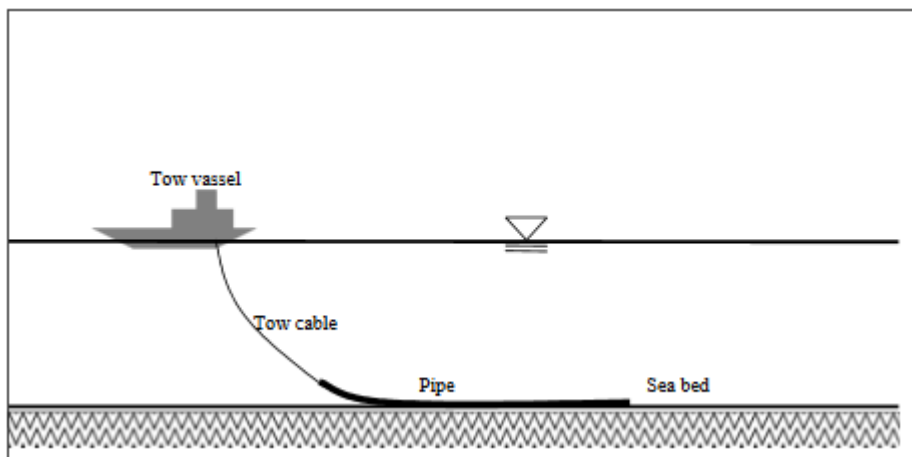
2.3.4 Metode *Towing*

Metode *towing* biasanya digunakan untuk proses instalasi pipa bawah laut dengan kondisi perairan laut yang relatif dangkal dan kondisi perairan yang tenang. Secara umum metode ini digunakan dengan cara menarik pipa yang sudah disiapkan di darat dan kemudian ditarik ke tempat instalasi dengan cara ditarik oleh tug boat. Masing-masing segmen antara 200-300 meter yang kemudian diberi akses menuju perairan melalui *launching ramp* atau *roller* yang dibangun sepanjang

pantai menuju *surf zone*. Setelah segmen pipa yang telah siap (telah melewati pemeriksaan) ditarik ke laut dengan menggunakan *barge/tow vessel* yang berada 1000 meter atau lebih dari pantai. Metode *towing* biasanya dilengkapi dengan menggunakan pelampung atau *buoy* yang dikenakan pada pipa untuk mempermudah pipa ditarik.

Selain *bottom tow*, diperlukan minimal dua buah kapal, satu di depan dan satu di belakang. Dalam *controlled depth tow*, kecepatan kapal harus disesuaikan dengan kedalaman pipa yang diinginkan pada saat *towing*. Berdasarkan kedalaman dan keadaan perairannya *towing method* dibedakan menjadi beberapa metode berdasarkan posisi pipa terhadap dasar laut, sebagai berikut :

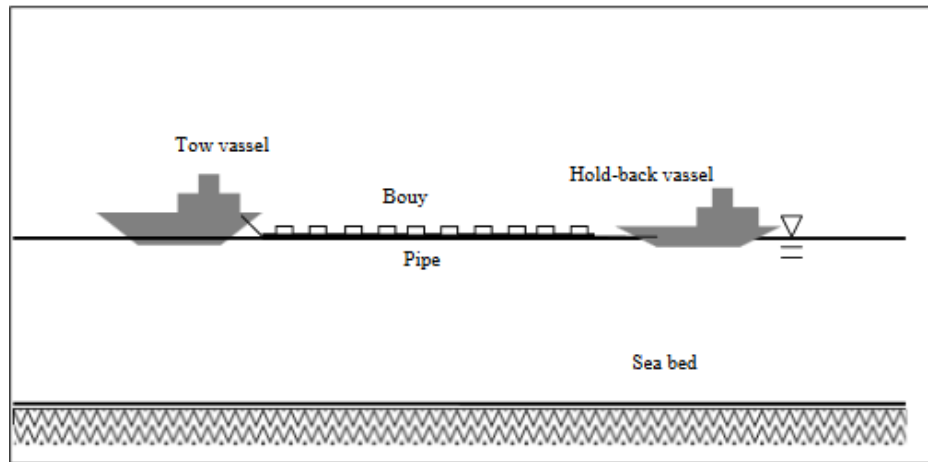
1. *Bottom Tow*



Gambar 2.5 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut dengan Metode *Bottom Tow*
(Zenalabidi, 2010)

Pada Gambar 2.5 diatas merupakan metode instalasi pipa yang akan dipasang yang telah disiapkan di darat (*onshore*) untuk menjalani seluruh proses fabrikasi. Selanjutnya pipa yang telah selesai menjalani proses fabrikasi di tarik dengan kapal menuju tempat pemasangan. Selama proses mobilisasi pipa dari darat menuju tempat pemasangan terdapat kontrak antara pipa dengan dasar lautan. Selanjutnya langkah yang dilakukan ialah pemasangan proteksi terhadap abrasi yang terjadi pada pipa. Disamping itu pengaruh arus laut dan gelombang menyebabkan kestabilan pipa mengalami gangguan umumnya installation contractor menggunakan pelapis dari concrete untuk menjaga kestabilan pipa selama pipa ditarik ke lokasi pemasangan.

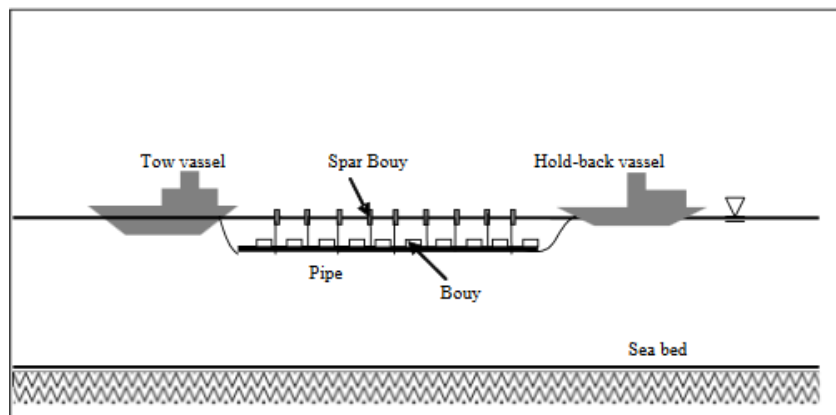
2. *Surface Tow*



Gambar 2.6 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut dengan Metode *Surface Tow* (Zenalabidi, 2010)

Pada Gambar 2.6 diatas merupakan metode instalasi pipa sama dengan metode bottom tow dimana pipa yang akan dipasang yang telah disiapkan di darat (onshore) untuk menjalani seluruh proses fabrikasi. Selanjutnya pipa yang telah selesai menjalani proses fabrikasi di tarik dengan kapal menuju tempat pemasangan. Selama proses mobilisasi pipa yang ditarik mengapung diatas permukaan laut dengan menggunakan tangki-tangki pengapung. Resiko yang dihadapi lebih besar karena pengaruh ombak dan arus laut sangat besar terhadap pipa. Diantara seluruh metode *tow to side*, metode *surface tow* merupakan metode yang dapat digunakan untuk menarik pipa terpanjang.

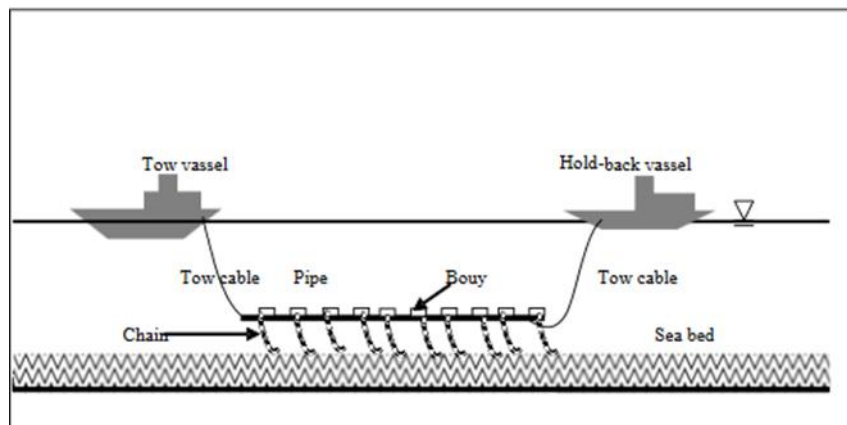
3. *Mid-depth Tow*



Gambar 2.7 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut dengan Metode *Mid-depth Tow* (Zenalabidi, 2010)

Pada metode Gambar 2.7 sebelumnya pipa yang ditarik melayang pada suatu kedalaman tertentu yang dapat diatur. Metode ini merupakan metode paling baik karena tidak menghadapi resiko abrasi, pengaruh ombak dan arus laut serta dapat melewati pipa lepas pantai yang sudah ada (*existing offshore pipeline*). Metode ini membutuhkan kapal penarik dan kapal triller untuk menjaga dan tegangan yang terjadi selama penarikan.

4. *Off-bottom Tow*



Gambar 2.8 Metode Instalasi Pipa Bawah Laut dengan Metode *Off-bottom Tow* (Zenalabidi, 2010)

Pada Gambar 2.8 diatas merupakan metode instalasi sama dengan metode *bottom tow* dimana pipa yang akan dipasang yang telah disiapkan di darat (*onshore*) untuk menjalani seluruh proses fabrikasi. Selanjutnya pipa yang telah selesai menjalani proses fabrikasi di tarik dengan kapal menuju tempat pemasangan. Selama proses mobilisasi pipa dari darat menuju tempat pemasangan tidak terdapat kontak antara pipa dengan dasar lautan karena pipa melayang beberapa meter diatas dasar lautan. Selanjutnya langkah yang dilakukan ialah sistem *bouyancy* untuk pipeline system harus diperhitungkan berat dalam airnya.

2.4 *Stinger*

Stinger berfungsi sebagai pengarah pipa pada *roller* yang terletak antara tubular sehingga pipa dapat meluncur ke bawah dari *barge stern* sampai ke

seabed. Stinger terdiri dari beberapa model yang mana sudut kemiringannya dapat berubah, yaitu:

- *Hidraulic*
- *Cable*
- *Bouyancy*

Stinger yang terapung mempunyai *bouyancy* yang mengangkat pipa keatas untuk menyeimbangkan beban pipa.

2.5 Overband

Daerah *overbend* biasanya dimulai dari *tensioner* pada *deck barge*, melalui *barge ramp*, dan turun ke *stinger* sampai pada titik *lift-off* dimana pipa tidak lagi didukung oleh *stinger*. Pada daerah *overbend* ini diharapkan total tegangan akibat dari berat pipa sendiri, momen *bending* pada tumpuan, atau *roller* tidak melebihi 85% SMYS, dengan kata lain *bending stress* maksimum yang dialami pipa pada daerah *overbend* lebih kecil dari 85% SMYS. Persamaan regangan tekuk (*bending strain*) pipa adalah :

$$\epsilon = \frac{D}{2R} \dots \dots \dots (2.1)$$

Dimana :

D = diameter luar pipa

R = jari-jari kurvatur dari *overbend*

Sedangkan persamaan untuk tegangan aksial tekuk (*axial bending stress*) adalah :

$$\sigma = \frac{ED}{2\sigma_0 DF} \dots \dots \dots (2.2)$$

Dimana :

F = faktor desain (0,85)

σ_0 = SMYS (*Specified Minimum Yield Stress*)

2.6 Sagbend

Daerah *sagbend* biasanya dimulai dari titik *inflection* sampai titik *touch down* pada *seabed*. Tegangan pada *overbend* di kontrol oleh jari-jari *stinger*, *depature angle* dan pengaturan *roller*. *Stress* yang terjadi pipa di daerah

sagbend diharapkan kurang dari 87% SMYS. Tegangan-tegangan pada *sagbend* diperluas dengan parameter-parameter berikut :

- Tinggi mula-mula
- Tension pipa pada titik awal
- Lengkungan *overbend*
- Parameter-parameter pipa

2.7 Tegangan Pada Pipa

2.7.1 Tegangan Normal

Tegangan normal adalah tegangan yang bekerja dalam arah tegak lurus terhadap bidang dan dapat berupa tegangan tarik (*tensile stress*) atau tegangan tekan (*compressive stress*).

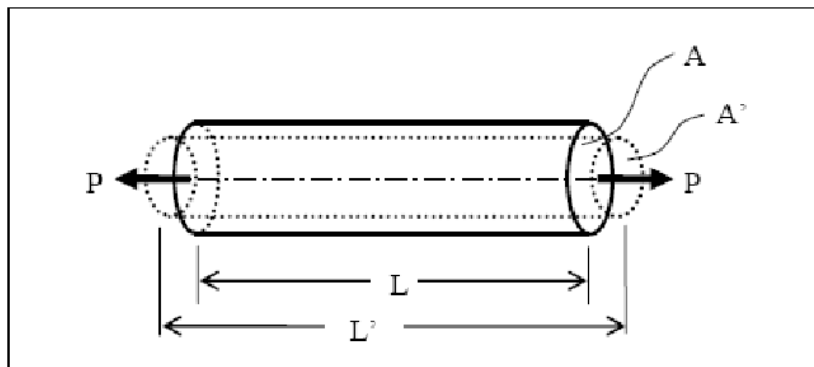
$$\sigma = \frac{P}{A} \dots \dots \dots (2.3)$$

Dengan :

σ = tegangan normal (N/m²)

P = gaya tarik/tekan (N)

A = luas penampang melintang (m²)



Gambar 2.9 Pembebanan Aksial Pada Batang Tubular
(Gere dan Timoshenko, 2009)

Pada gambar 2.9 batang tubular dengan luas penampang A dan panjang L mengalami pembebanan *aksial* akibat gaya tarik P. Akibat gaya ini, batang akan mengalami perubahan panjang sebesar:

$$\Delta L = L' - L \dots \dots \dots (2.4)$$

Dengan :

ΔL = pertambahan panjang (m)

L' = panjang batang setelah menerima beban (m)

L = panjang batang mula-mula (m)

Perbandingan antara pertambahan panjang (ΔL) dengan panjang mula-mula disebut sebagai regangan *aksial* dan dirumuskan sebagai berikut:

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L} \dots \dots \dots (2.5)$$

Hal ini berarti jari-jari penampangnya juga mengalami perubahan dari R menjadi R' . Regangan ini disebut dengan regangan radial dan secara matematis dirumuskan sebagai berikut:

$$\varepsilon = \frac{R' - R}{R} \dots \dots \dots (2.6)$$

Dengan :

ε = *aksial strain* (m)

R = jari-jari penampang mula-mula (m)

R' = jari-jari penampang setelah menerima beban (m)

Perbandingan antara regangan radial dengan regangan aksial disebut sebagai perbandingan *Poisson*. Secara matematis dirumuskan sebagai berikut :

$$\nu = \frac{\varepsilon'}{\varepsilon} \dots \dots \dots (2.7)$$

Dengan :

ε = *aksial strain* (m)

ε' = *radial strain* (m)

2.7.2 Tegangan Geser

Tegangan geser (*shear stress*) adalah tegangan yang bekerja dalam arah tangensial terhadap permukaan bahan.

$$\tau = \frac{V}{A} \dots \dots \dots (2.8)$$

Dengan :

- τ = tegangan geser (N/m²)
- V = gaya geser (N)
- A = luas penampang melintang (m²)

Tegangan geser yang bekerja pada suatu elemen bahan disertai regangan geser. Tegangan geser tidak mempunyai kecenderungan untuk memperpanjang atau memperpendek elemen dalam arah x, y, dan z. Ini berarti panjang sisi elemen tidak berubah, oleh karenanya tegangan geser menyebabkan perubahan bentuk elemen.

2.7.3 Tegangan Von Mises

Pada elemen tiga dimensi, bekerja tegangan-tegangan searah sumbu x, y, dan z. Pada tiap-tiap sumbu dapat diketahui tegangan utama ($\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$) yang dihitung dari komponen tegangan dengan persamaan berikut :

$$\begin{bmatrix} \sigma_x - \sigma_0 & \sigma_{xy} & \sigma_{xz} \\ \sigma_{xy} & \sigma_y - \sigma_0 & \sigma_{yz} \\ \sigma_{xz} & \sigma_{yz} & \sigma_z - \sigma_0 \end{bmatrix} = 0 \dots \dots \dots (2.9)$$

Dengan :

- σ_0 = tegangan utama yang bekerja pada sumbu
- σ_x = tegangan arah sumbu x
- σ_y = tegangan arah sumbu y
- σ_z = tegangan arah sumbu z
- σ_{xy} = tegangan arah sumbu xy
- σ_{xz} = tegangan arah sumbu xz
- σ_{yz} = tegangan arah sumbu yz

Penggabungan tegangan-tegangan utama pada suatu elemen merupakan suatu cara untuk mengetahui nilai tegangan maksimum yang terjadi pada node tersebut. Salah satu cara mendapatkan tegangan gabungan adalah dengan menggunakan formula tegangan *Von Misses* yaitu :

$$\sigma_e = \left[0.5(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_4)^2 \right]^{0.5} \dots\dots\dots(2.10)$$

Dengan :

σ_e = tegangan *Von Misses*

σ_1 = tegangan utama 1

σ_2 = tegangan utama 2

σ_3 = tegangan utama 3

2.7.4 Tegangan Pada *Overband*

Overbend terjadi terutama pada stinger dan pada sebagian *lay barge*. Peletakan penumpu *roller* didesain sehingga membentuk *radius curvature* tertentu dan diatur agar dapat mengontrol besar tegangan pada *overbend*. Besar momen yang terjadi disepanjang *stinger* terdistribusi pada gambar. Besar tegangan momen lentur yang terjadi pada *stinger* dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$\sigma_a = \frac{ED}{2Rcv} \dots\dots\dots(2.11)$$

Dimana :

σ_a = Momen lentur (MPa)

E = *Modulus Young*

Rcv = Radius Curvature

Radius curvature minimum pada stinger ditentukan dengan persamaan sebagai berikut :

$$Rcv = \frac{ED}{2\sigma_y f D} \dots\dots\dots(2.12)$$

Dimana :

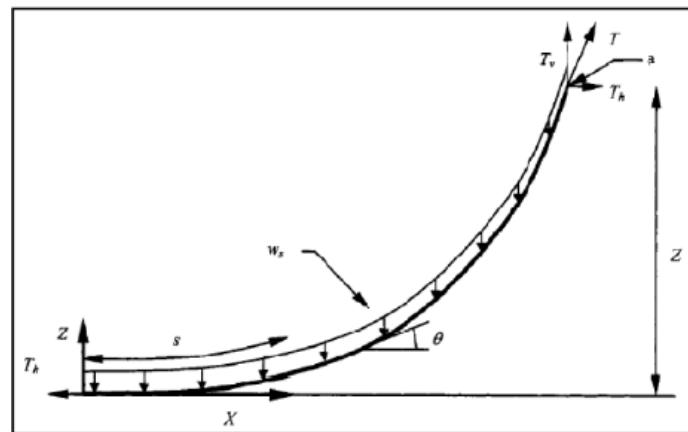
σ_a = Momen lentur (Mpa)

E = *Modulus Young*

Rcv = *Radius Curvature*

2.7.5 Tegangan Pada Sagbend

Ketika *pipeline* mencapai dasar laut pada saat instalasi, maka *pipeline* akan membentuk kurva tertentu secara alami akibat terjadinya defleksi yang besar. Bentuk kurva tersebut disebut dengan *sagbend*. Kurva *sagbend* sangat dipengaruhi oleh besar gaya aksial yang diberikan oleh *tensioner*. Model *catenary* merupakan model yang dapat digunakan dalam perhitungan hubungan antara gaya tarik *tensioner* dan bentuk kurva. Komponen horizontal dari gaya tarik nilainya konstan dari titik sentuh/jatuh di dasar laut hingga ke ujung *stinger*. Berikut Gambar 2.10 model *catenary* untuk memperjelas penjelasan sebelumnya :



Gambar 2.10 Model *Catenary* (Guo, 2014)

Pada titik jatuh didasar laut, *radius curvature* merupakan yang terbesar dan nilainya dapat dihitung berdasarkan persamaan diatas dengan kondisi batas.

$$1/R = W_s/Th \dots \dots \dots (2.13)$$

Hubungan antara kurva sagbend dan regangan pada pipa sebagai berikut :

$$E = r/R \dots \dots \dots (2.14)$$

Persamaan *catenary shape* pada *sagbend* diekspresikan sebagai berikut :

$$z = \frac{Th}{Ws} \left(\cosh \frac{xWs}{Th} - 1 \right) \dots \dots \dots (2.15)$$

Dimana :

- x = jarak horizontal dari *touch down point*
- z = kedalaman

T_h = gaya horizontal pada dasar laut

W_s = berat pipa tercelup perunit

Kemudian :

$$\frac{d\theta}{ds} = \frac{d^2z}{dx^2} \cos\theta = \frac{W_s}{T_h} \cosh \frac{X W_s}{T_h} \cos\theta \dots\dots\dots(2.16)$$

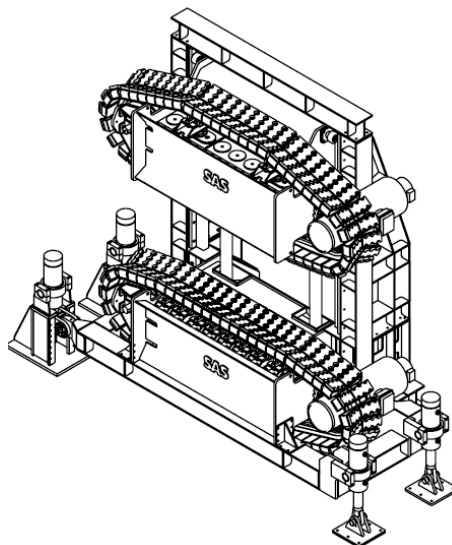
Dimana :

θ = sudut terhadap x aksis

s = panjang bentang pipa

2.7.6 Tegangan *Tensioner*

Tensioner merupakan mesin penarik yang menarik pipa menuju *stinger*. Selain itu *tensioner* juga berfungsi sebagai pengontrol besar kurva yang terbentuk di *sagbend* dan mengatur momen pada *stinger*. Dengan mengatur beban-beban tersebut maka bentuk-bentuk kegagalan seperti deformasi *plastis*, *buckling* dan *collapse* dapat dihindari. Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya bahwa besar gaya *tensioner* ini berkisar antara 100 kN hingga 150 kN untuk kedalaman laut yang dangkal dan 300 kN untuk laut dalam. *Tensioner* biasanya terdiri dari track bawah yang terhubung secara *loop*. Berikut Gambar 2.10 memperjelas sebuah *tensioner* pada salah satu *barge* :



Gambar 2.11 *General Arrangement Tensioner* (SAS, 2009)

2.8 Analisa Dinamis

Menurut Chakrabarti ada dua pendekatan dasar yang dipertimbangkan dalam menganalisa masalah struktur terapung, yaitu dengan metode frekuensi *domain* dan *time domain*. Dalam *American Petroleum Institute 1987 API RP 2T* membagi analisa dinamis struktur lepas pantai kedalam 2 metode analisa *domain* yaitu :

1. *Frequency domain analysis* adalah simulasi kejadian pada saat tertentu dengan interval frekuensi yang telah ditentukan sebelumnya. Frekuensi *domain* juga dapat digunakan untuk memperkirakan respon gelombang acak termasuk gerakan *platform* dan percepatan, gaya *tension* dan sudut. Keuntungan dari analisis ini adalah lebih menghemat waktu perhitungan dan juga *input* atau *output* lebih sering digunakan oleh perancang. Namun kekurangan metode ini adalah semua persamaan *non-linier* harus diubah dalam bentuk *linear*.
2. *Time domain analysis* adalah penyelesaian gerakan dinamis struktur berdasarkan fungsi waktu. Pendekatan yang dilakukan dalam metode ini menggunakan prosedur integrasi waktu dan akan menghasilkan respon *time history* berdasarkan waktu $x(t)$. Metode *time domain solution* secara umum digunakan untuk tahap final detail desain dan untuk mengecek solusi *frequency domain*. Metode *time domain* biasanya digunakan untuk analisis kondisi ekstrim tetapi tidak digunakan untuk analisis *fatigue* atau analisis kondisi lebih moderat dimana analisis *linearisasi* berkerja lebih efisien. Sejak integrasi numerik langsung persamaan *motion* dilakukan, pengaruh-pengaruh fungsi-fungsi *nonlinier* gelombang relevan dan variabel-variabel *motion* diikutkan. Keuntungan dari metode *time domain* dibandingkan metode *frequency domain* adalah semua tipe *non-linier* (matrik sistem dan beban-beban eksternal) dapat dimodelkan dengan lebih tepat. Ketidakuntungannya adalah memerlukan waktu menghitung yang lebih banyak, seperti *periode* simulasi memerlukan waktu panjang. Simulasi *time domain* dapat dikerjakan menurut beberapa skema integrasi. Untuk dapat mewakili kondisi sebenarnya simulasi minimal dilakukan selama 3 jam. Dalam menyelesaikan persamaan

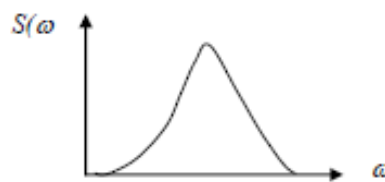
tersebut menggunakan prosedur integrasi waktu, satu didapat solusi pada pola respon *time history* (t). Pada umumnya semua matrik sistem (massa, *damping* dan kelakuan) dapat difungsikan sebagai *response* atau waktu, seperti pada kasus vektor beban (analisis non-linier) matrik sistem konstan memberikan analisis *linier*. *Ouput* dari analisis *time domain* adalah *respon time series* dimana :

- a. Simulasi gelombang reguler dapat digunakan untuk memprediksikan *transfer function* dengan mengambil *respon respon amplitude* dengan *input amplitudo* gelombang.
- b. Spektrum respon dapat dihitung dari *time series*, memberikan informasi yang sama dengan analisis frekuensi domain.
- c. Respon ekstrim dapat diestimasi secara langsung dari puncak respon selama simulasi.

2.9 Respon Gerakan Pada Gelombang *Irregular*

Response Amplitude Operator (RAO) atau yang disebut sebagai *Transfer Function* adalah fungsi respon struktur akibat beban gelombang yang mengenai struktur lepas pantai pada frekuensi tertentu. RAO disebut *Transfer Function* karena RAO merupakan alat untuk mentransfer beban luar (gelombang) dalam bentuk respon pada suatu struktur. Tahap analisa sesuai dengan buku *Dynamics Of Marine Vehicles* (Bhattacharya, 1978) yang perlu dilakukan antara lain :

1. Membuat plot spektrum $S(\omega)$ seperti di bawah ini yang sesuai dengan obyek analisa :



Gambar 2.12 Plot Spektrum

2. Membuat plot spektrum respon pada gelombang reguler (θ) seperti berikut :

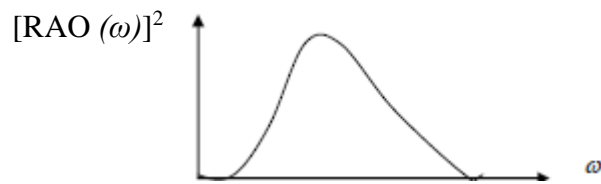


Gambar 2.13 Plot Spektrum Gelombang Regular

3. Membuat plot *spektrum* kuadrat dari RAO untuk mentransfer *spektrum* pada langkah ke-2 menjadi *spektrum* respon gelombang irregular dengan persamaan dan plot gambar sebagai berikut :

$$\text{RAO}(\omega) = \theta / \eta_a \dots\dots\dots 2.17$$

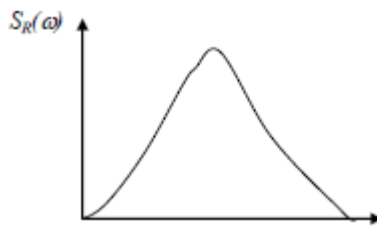
Dimana η_a = Amplitudo gelombang, m



Gambar 2.14 Plot Spektrum

4. Membuat plot *spektrum* respon pada gelombang *irregular* seperti di bawah berikut dengan menggunakan persamaan :

$$S(\omega) = [\text{RAO}(\omega)]^2 S(\omega) \dots\dots\dots 2.18$$



Gambar 2.15 Plot Spektrum

5. Penentuan karakteristik gerakan yang diperlukan dengan menggunakan luas area (m_0) di bawah plot spektrum pada langkah ke-4 dengan persamaan berikut ini :

$$\theta_{1/3} = 2.000 m_0^{0.5} \dots\dots\dots 2.19$$

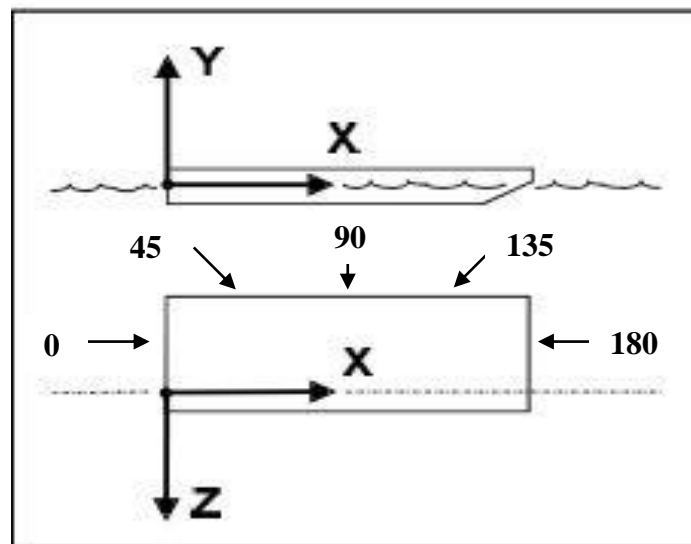
$$\theta_{\text{ekstrem}} = \left[2 \ln \left\{ \frac{60^2 T}{2\pi} \sqrt{\frac{m_2}{m_0}} \right\} \right]^{1/2} \sqrt{m_0} \dots\dots\dots 2.20$$

2.9.1 Spektrum Jonswap

Hasselman pada tahun 1973 setelah menganalisis data yang dikumpulkan pada proyek *Joint North Sea Wave Observation Project (JONSWAP)* menemukan bahwa *spektrum* gelombang tidak pernah secara utuh berkembang. Spektrum mulai berkembang melalui persamaan *non-linier*, interaksi antar gelombang untuk waktu dan jarak yang lama. Sehingga perlu ditambahkan faktor *artificial* ke persamaan Pierson-Moskowitz untuk memperbaiki pengukurannya. *Spektrum JONSWAP* adalah persamaan *spektrum* Pierson-Moskowitz dikali dengan *extra peak enhancement factor* atau γ . Harga $\gamma = 3,3$ biasanya diterapkan untuk analisis gelombang di Laut Utara. Suatu hal yang menarik, persamaan JONSWAP ini sekarang banyak dipakai oleh perusahaan-perusahaan minyak yang beroperasi di Indonesia dalam merancang anjungan dan fasilitas lautan lainnya, tetapi dengan mengambil harga γ yang lebih rendah yaitu berkisar 2,5 atau 2 (Djarmiko dan Sujantoko, 2000). Rumus untuk mendapatkan *spektrum jonswap* adalah :

$$S(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} \exp \left[-1,25 (\omega/\omega_0)^{-4} \right] \gamma^{\exp \left[-\frac{(\omega-\omega_0)^2}{2\sigma^2 \omega_0^2} \right]} \dots\dots\dots 2.21$$

2.10 Arah Pembebanan dan Sistem Koordinat Software Offpipe



Gambar 2.16 Heading dan sistem koordinat Pada Software Offpipe

Dalam Gambar 2.16 menjelaskan bahwa pada *software offpipe* arah pembebanan data lingkungan dijelaskan pada gambar di bawah, arah pembebanan 0^0 mengikuti arah gerak *laybarge* dan selanjutnya arah pembebanan mengikuti kaidah tangan kanan. Tirik koordinat x-y berada pada

draft laybarge dan terdapat pada buritan *laybarge*. Koordinat x menunjukkan panjang, koordinat y menunjukkan tinggi dan koordinat z menunjukkan lebar dari *laybarge*.

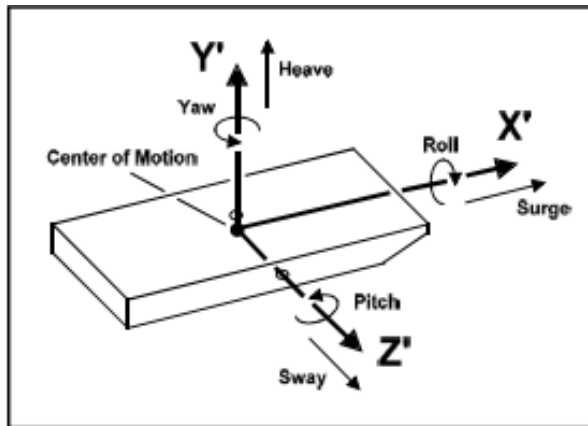
2.10.1 Analisa Pipelaying dengan Software Offpipe

Permodelan sistem instalasi pipa di dalam *software offpipe* diawali dengan memasukkan data *properties* pipa yang telah diperoleh sebelumnya seperti *outside diameter*, *wall thickness*, berat pipa, dll. Setelah memodelkan *properties* pipa kemudian dimodelkan *laybarge* yang diawali dengan memasukkan data panjang, lebar, tinggi dan sarat *laybarge*. Permodelan *laybarge* di dalam *software offpipe* juga memasukkan jenis support yang akan digunakan selama proses instalasi seperti tensioner dan *simple pipe support*. Permodelan *stinger* pada penelitian tugas akhir ini menggunakan dengan panjang 42 meter yang di bagi menjadi 5 bagian, di setiap bagiannya terdapat *simple pipa support*.

2.11. Respon Dinamis Struktur Terapung

Setiap struktur terapung yang bergerak diatas permukaan laut selalu mengalami gerakan osilasi. Gerakan osilasi ini terdiri dari 6 macam gerakan, yaitu 3 macam gerakan translasional dan 3 macam gerakan rotasional. Macam gerakan tersebut meliputi :

- a. *Surging* : Gerak *osilasi translasi* pada sumbu-x
- b. *Swaying* : Gerak *osilasi translasi* terhadap sumbu-y
- c. *Heaving* : Gerak *osilasi translasi* terhadap sumbu-z
- d. *Rolling* : Gerak *osilasi rotasional* terhadap sumbu-x
- e. *Pitching* : Gerak *osilasi rotasional* terhadap sumbu-y
- f. *Yawing* : Gerak *osilasi rotasional* terhadap sumbu-z.



Gambar 2.17 Gerakan pada struktur terapung

Dari Gambar 2.17 diatas dapat diketahui bahwa hanya tiga macam gerakan yang merupakan gerakan *osilasi* murni yaitu *heaving*, *rolling*, dan *pitching*. karena gerakan ini bekerja di bawah gaya atau momen pengembali ketika struktur tersebut dari posisi kesetimbangannya. Untuk gerakan, *surging*, *swaying*, dan *yawing*, struktur tidak kembali menuju posisi kesetimbangannya semula, kecuali terdapat gaya atau momen pengembali yang menyebabkannya bekerja dalam arah berlawanan.

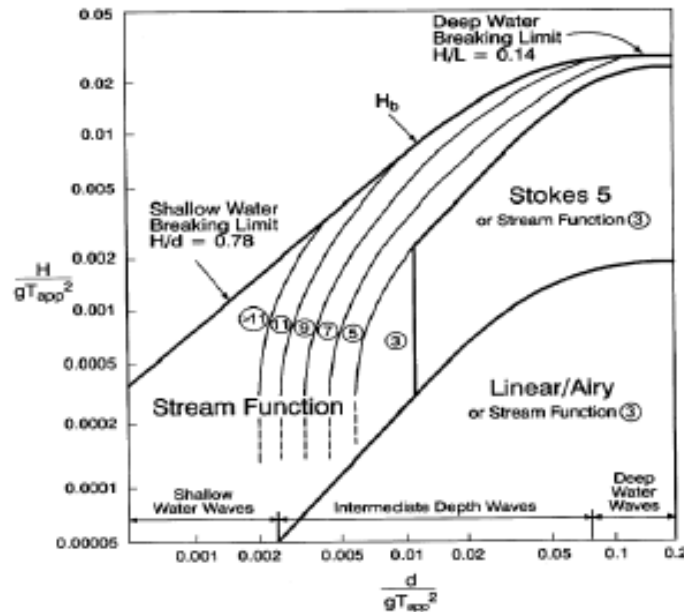
2.12 Beban Gelombang

Menurut Indiyono (2004) menyebutkan prinsip dasar untuk perhitungan beban gelombang pada struktur bangunan laut adalah analisa dari pergerakan partikel dan gaya yang bekerja pada struktur tersebut. Oleh karena itu dalam analisa hidrodinamis perlu adanya pemilihan teori gelombang yang tepat untuk digunakan didalam perhitungan beban gelombang.

Penentuan teori gelombang yang akan digunakan dapat dilakukan dengan menggunakan grafik validitas yang disebut "*Region of Validity of Wave Theories*" dengan menggunakan parameter-parameter gelombang yang ada seperti tinggi gelombang (H) , periode gelombang (T), dan kedalaman air (d). Dengan pendekatan formulasi matematika sebagai berikut :

$$\frac{H}{gT^2} \text{ dan } \frac{d}{gT^2} \dots\dots\dots 2.22$$

Hasil dari formulasi matematika tersebut kemudian disesuaikan dengan grafik daerah aplikasi teori gelombang gambar tersebut sehingga dapat diketahui teori gelombang yang digunakan. Grafik daerah aplikasi teori gelombang seperti terlihat pada gambar 2.18 dibawah ini :



Gambar 2.18 Grafik *Region of Validity of Waves*

Untuk teori gelombang linear biasanya digunakan teori *Stokes*. Teori ini merupakan ekspansi potensial kecepatan sebagai deret dari parameter yang bergantung pada amplitudo dan panjang gelombang. Panjang gelombang untuk teori gelombang *Stokes Orde 2* adalah sebagai berikut :

$$L = \frac{gT^2}{2\pi} \tanh \frac{2\pi d}{L} \dots\dots\dots 2.23$$

Panjang gelombang dan tinggi gelombang mula-mula diperoleh dari persamaan berikut :

$$L_0 = 1,56 T^2 \dots\dots\dots 2.24$$

$$H = K_s H_0 \dots\dots\dots 2.25$$

Keterangan :

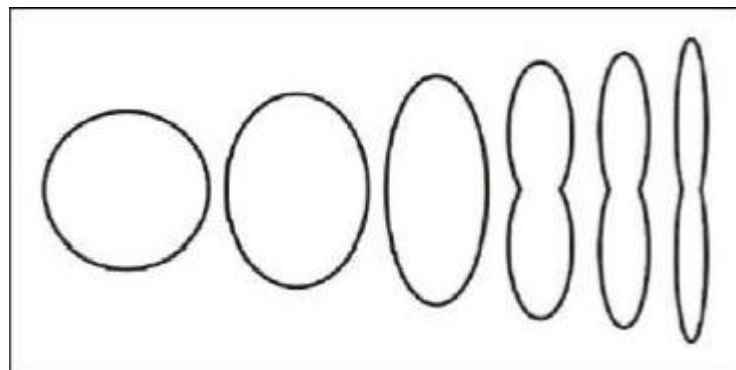
L = Panjang gelombang pada kedalaman tertentu (m)

L₀ = Panjang gelombang awal (m)

g	= Percepatan gravitasi (m/dt^2)
T	= Periode gelombang (dt)
D	= Kedalaman perairan (m)
H	= Tinggi gelombang pada kedalaman tertentu (m)
H_o	= Tinggi gelombang awal (m)
K_s	= Koefisien shoaling / pendangkalan

2.13 Local Buckling

Buckling merupakan keadaan dimana pipa sudah tidak bundar atau mengalami perubahan bentuk akibat tekanan hidrostatik yang besar pada kedalaman tertentu. Kemungkinan terjadi *buckling* pada suatu struktur *pipeline* harus dipertimbangkan untuk menghindari kegagalan pada pipa. *Local buckling* pada pipa dipengaruhi *external pressure*, *axial force* dan *bending moment*. Analisa *buckling* menurut DNV OS-F101 dilakukan dengan melakukan analisa perhitungan *system collapse* dan *combined loading*. Perhitungan *system collapse* dilakukan untuk mencari karakteristik *collapse pressure* (P_c). Pipa yang mengalami kombinasi pembebanan akibat momen *bending* dan gaya aksial pada saat instalasi harus di cek sehingga memenuhi syarat kekuatan. Pengecekan terhadap beban kombinasi yang berkerja pada pipa dilakukan untuk dua kondisi yaitu *Internal Overpressure* dan *Extrenal Overpressure*.



Gambar 2.19 Ilustrasi Local Buckling yang Terjadi pada Penampang Pipa
(Halliwell, 1986)

Pada Gambar 2.19 diatas menunjukkan dimana pipa terjadi deformasi bentuk pada penampang melintang suatu pipa. Pipa mengalami hal tersebut dikarena terdapat beberapa beban yang terjadi dari luar dan dalam. Selain itu, pipa juga

akan mengalami *external pressure*, *axial force*, dan *bending moment* selama proses *instalasi*.

2.14 Kode dan Standar

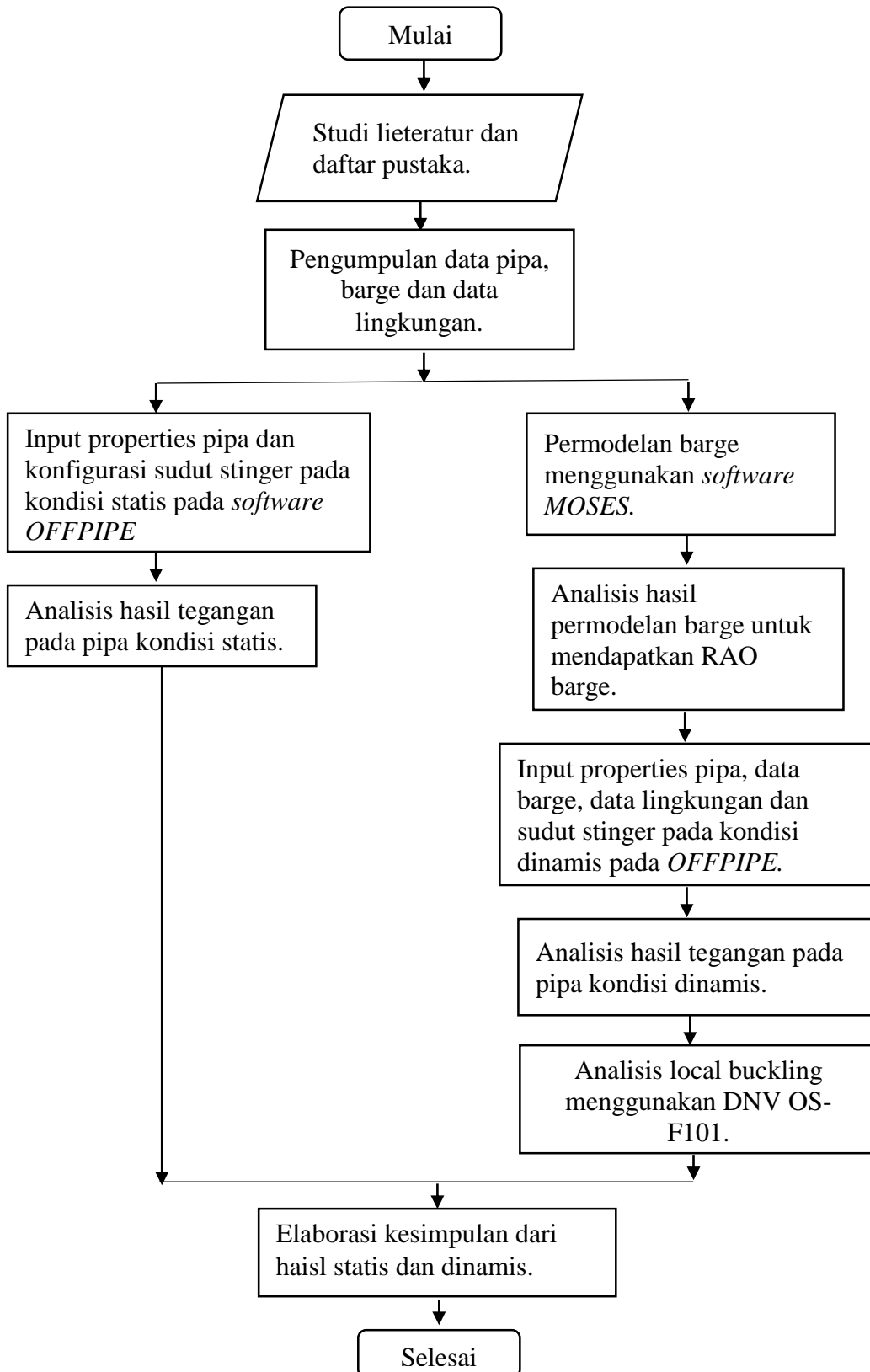
DNV OSF-101 edisi tahun 2012 merupakan panduan dan pedoman praktis untuk properti proses instalasi pipa bawah laut yang dikeluarkan oleh lembaga independen terpercaya (*Det Norske Veritas*). DNV OS-F101 mengatur prosedur pemilihan material, fabrikasi, instalasi, inspeksi, pengujian, *commissioning*, operasi, perawatan, kualifikasi ulang dan pelepasan pipa (*abandonment*).

Format yang digunakan dalam DNV OS-F101 menggunakan *LRFD (Load and Resistance Factor Design)* dan *ASD (Allowable Stress Design)*. Selama proses instalasi maupun operasi sistem perpipaan lepas pantai menerima pembebanan yang bersifat fluktuatif baik dari beban lingkungan, beban insiden maupun beban instalasi. Dalam kondisi aktual, ketidakpastian beban tersebut diantisipasi dengan mengalikan faktor tertentu untuk beban yang terjadi.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Skema Diagram Alir



Gambar 3.1 Diagram flowchart

Pada tugas akhir ini akan dijelaskan masing-masing urutan langkah kerja yang dilakukan yang telah disusun dalam bentuk diagram flowchart pada halaman sebelumnya. Langkah-langkah yang dijalani dalam tugas akhir ini sebagai berikut :

1. Studi Literatur dan Tinjauan Pustaka

Studi literatur yang dilakukan dalam hal ini bertujuan untuk menyusun dasar teori, hal ini terkait pada literatur maupun jurnal-jurnal baik dari dalam maupun luar negeri yang terkait dengan pembahasan materi yang dikaji dalam studi ini. Buku, jurnal serta data tersebut digunakan sebagai pedoman dalam melakukan penelitian Tugas Akhir ini yang berhubungan dengan analisa pipa saat instalasi dengan metode *S-Lay*. Serta mempelajari *software-software* yang akan digunakan yaitu *software OFFPIPE*.

2. Pengumpulan Data

Dilakukanmya studi lapangan bertujuan untuk mencari data-data yang diperlukan pada pembahasan masalah yang akan dianalisa dalam studi ini. Studi lapangan dapat dilakukan dengan melakukan pengamatan langsung terhadap obyek yang akan dikaji atau hanya dengan melihat beberapa data yang terkait atau sesuai dengan masalah yang akan dikaji ataupun mencari beberapa data-data sebagai kegiatan persiapan untuk pelaksanaan studi ini. Data yang akan digunakan dimulai dari data desain pipa, data lingkungan dan *coating parameter* adalah proyek dari *Exxon Mobil Field Banyu Urip Project* di Bojonegoro, Provinsi Jawa Tengah. Data-data yang dibutuhkan antara lain diameter pipeline, ketebalan pipeline, berat dan jenis material pipeline.

3. Input properties pipa dan konfigurasi sudut stinger pada kondisi statis pada software OFFPIPE. Pada tahap ini kita memasukkan konfigurasi stinger yang sudah divariasikan di setiap kedalaman.

4. Analisa Hasil Tegangan Pipa pada Kondisi Statis

Pada tahap ini menganalisa hasil running software offpipe dengan input data pipa dalam kondisi barge diam (statis).

5. *Pemodelan Pipe Lay Barge*
Membuat permodelan barge Hafar Neptune pada *software MOSES* berdasarkan data-data yang telah diperoleh. Permodelan ini adalah saat *barge* dalam kondisi *free floating*.
6. *Analisis Hasil Permodelan Barge untuk Mendapatkan RAO Barge*
Validasi barge dilakukan dengan membandingkan hasil permodelan barge antara *software MOSES* dan data *barge* yang ada di lapangan. Apabila validasi tidak terpenuhi, maka harus dilakukan permodelan *barge* kembali dengan *software MOSES* hingga memenuhi syarat validasi. Berdasarkan IACS, kriteria validasi pada displacement bernilai 2%. Analisis ini juga untuk mendapatkan karakteristik gerak kapal disetiap arah datang gelombang.
7. *Input properties pipa, dimensi barge, data lingkungan dan konfigurasi sudut stinger pada kondisi dinamis pada software OFFPIPE*. Pada tahap ini kita memasukkan konfigurasi stinger yang sudah ditetapkan untuk digunakan untuk analisis kondisi dinamis di setiap kedalaman sebelumnya.
8. *Analisis Hasil Tegangan pada Pipa Kondisi Dinamis*.
Analisa dilakukan dengan melihat hasil *running software OFFPIPE* yang sudah menginputkan variasi konfigurasi sudut stinger dengan variasi kedalaman, analisa tegangan yang terjadi pada pipa berdasarkan DNV OS F-101 dimana tegangan tidak boleh melebihi 87%. Berikut tabel kriteria tegangan pada saat kondisi dinamis berdasarkan DNV OS F-101 (*chapter three*) :

Tabel 3.1

<i>Design Condition</i>	<i>Load Case</i>	<i>Allowable Stress (% SMYS)</i>	
		<i>Sagbend</i>	<i>Overbend</i>
Dinamis	- Beban lingkungan (gelombang signifikan, pasang surut, arus dan RAO)	87%	87%

9. Perhitungan Buckling

Analisis *local buckling* ini mengacu pada DNV OS F101. *Local buckling* ini berasal dari kombinasi kritis dari *bending moment* dan *axial force* yang kemudian dicari UC, hasil harus kurang dari 1. Berdasarkan DNV OS F-101 maka cek local buckling menggunakan persamaan berikut :

$$(\gamma_{sc} \gamma_m \left(\frac{M_d}{\alpha_c M_p} \right) + (\gamma_{sc} \gamma_m \left(\frac{S_d}{\alpha_c M_p} \right))^2 + (\gamma_{sc} \gamma_m \left(\frac{P_e}{z_{pc}} \right))^2 \leq 1 \dots \dots \dots (3.1)$$

10. Kesimpulan Hasil Analisa

Menyusun kesimpulan sesuai dengan permasalahan yang diangkat serta tujuan yang diharapkan.

BAB IV

PEMODELAN, ANALISIS HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pengumpulan Data dan Indetifikasi Data

4.1.1 Lokasi

Data yang digunakan dalam analisa penelitian ini merupakan data sebuah proyek Exxon Mobil dengan nama proyek “Banyu Urip Project” yang terletak di Bojonegoro provinsi Jawa Tengah. Lokasi proyek tersebut berada di 23 km dekat perairan laut utara tuban. Instalasi pipa dilaukan dengan metode *S-Lay*.

4.1.2 Data Lingkungan

1. Kedalaman Air Laut

Tabel 4.1 Kedalaman Air

Kasus	Kedalaman (m)
Kasus 1	15
Kasus 2	18.65
Kasus 3	20.65
Kasus 4	21.25
Kasus 5	22.25

2. Data Pasang Surut

Tabel 4.2 Pasang Surut

Item	satuan	Periode	
		1 – tahunan	100 - tahunan
Strom Tide (Surge)	m	0.152	0.244
Higest Astronomical Tide (HAT)	m	1.158	1.158

3. Data Parameter Gelombang

Tabel 4.3 Parameter Gelombang

Periode	Gelombang Signifikan	Mak. Gelombang Signifikan	Periode Gelombang
	(m)	(m)	(detik)
1 – tahun	1.2	3.7	6.531
5 - tahun	1.3	3.8	7.326
10 - tahun	1.7	4	7.974
100 – tahun	2.4	4.8	9.873

4. Data Arus

Tabel 4.4 Data Arus

Kecepatan Arus	1 tahun	5 tahun	10 tahun	100 tahun
<i>At 0% of depth (m/s)</i>	0.71	0.72	0.79	1.24
<i>At 20% of depth (m/s)</i>	0.67	0.67	0.68	0.69
<i>At 50% of depth (m/s)</i>	0.64	0.64	0.65	0.65
<i>At 70% of depth (m/s)</i>	0.59	0.59	0.59	0.59
<i>At 90% of depth (m/s)</i>	0.42	0.42	0.42	0.42
<i>At 100% of depth (m/s)</i>	0.24	0.24	0.24	0.24

5. Data Paramater Tanah

Tabel 4.5 Parameter Tanah

Parameter	Units	Value
Soil type	-	Very soft clay
Undrained shear strength	kPa	2 - 6
Angle friction	Deg	0
Submerged weight	Kg/m ³	815.7

6. Properti Air Laut

Tabel 4.6 Properti Air Laut

Parameter	Units	Value
<i>Density of sea water</i>	k/m ³	1025
<i>Sea water temperature</i>	⁰ C	26.67
<i>Kinematics viscosity</i>	m ² /s	1.13 x 10 ⁻⁵

4.1.3 Data Pipa

Tabel 4.7 Data Pipa

<i>Description</i>	<i>Unit</i>	<i>Value</i>
<i>Outside Diameter</i>	mm (inch)	508 (20)
<i>Wall Thickness</i>	mm	12.7
<i>Internal Corrosion Allowance</i>	mm	1.6
<i>Material Grade</i>	-	API5L Gr.X60 PSL2
<i>Linepipe Material</i>		LSAW and ERW
<i>SMYS</i>	MPa	414
<i>Linear Coefficient of Thermal Expansion</i>	m/m ⁰ C	1.18 x 10 ⁻⁵
<i>Modulus of Elasticity</i>	MPa	2.07 x 10 ⁵
<i>Poisson's Ratio</i>	-	0.3
<i>Density of Steel Pipe</i>	kg/m ³	7850
Panjang pipa (instalasi)	km	23,4

Tabel 4.8 Data Coating Pipa

<i>Description</i>		<i>Unit</i>	<i>Value</i>
<i>Anti- Corrosion Coating</i>	<i>Material</i>	-	FBE (Fusion Bonded Epoxy)
	<i>Thickness</i>	mm	0.61
	<i>Density</i>	kg/m ³	1000

<i>Concreate Coating</i>	<i>Density</i>	kg/m ³	3040
	<i>Cut - Back</i>	mm	266

4.1.4 Data Lay Barge

Tabel 4.9 Data Lay Barge

<i>Description</i>	<i>Barge Parameter</i>
<i>Maximum Pipe Tension Available (sum of 2 tensioners)</i>	60 MT
<i>No. Of Tensioners Available on the Barge</i>	2 nos
<i>No. Of Rollers on the Barge</i>	7 nos
<i>Length of Tensioner</i>	6.5 m
<i>Hitch X-Location (w.r.t stern)</i>	0.497 m
<i>Hitch Y-Location (w.r.t main deck)</i>	-1.80 m
<i>Barge Moulded Dimensions</i>	Length = 85 m
	Breadth = 25 m
	Depth = 5.5 m

4.1.5 Data Stinger

Tabel 4.10 Data Stinger

<i>Description</i>	<i>Value</i>	<i>Units</i>
<i>No.of Rollers on Stinger</i>	5	nos
<i>Stinger Length</i>	42	m
<i>Stinger Roller Bed Length</i>	2.586	m
<i>Increment Rotation Angle (from horizontal)</i>	2.22	deg

4.1.3 Data Roller Support di Barge dan Stinger

Tabel 4.11 Configuration Roller Support on the Barge

<i>Description</i>	<i>Coordinate</i>		<i>Location</i>
	<i>x ⁽¹⁾</i>	<i>y ⁽²⁾</i>	
R1	64.218	1.838	<i>Deck</i>
R2	59.738	1.76	<i>Deck</i>
R3	48.239	1.56	<i>Deck</i>
T1	38.191	1.384	<i>Ramp</i>
R4	33.473	1.302	<i>Ramp</i>
T2	26.705	1.184	<i>Ramp</i>
R5	21.441	1.092	<i>Ramp</i>

R6	12.225	0.799	<i>Ramp</i>
R7	0.055	-0.227	<i>Ramp</i>

Keterangan :

R = *Roller*

T = *Tensioner*

1 = *Form strem forward (+)*

2 = *From deck upward (+)*

Table 4.12 Configuration Roller Support on the Stinger

<i>Description</i>	<i>Coordinate</i>	
	<i>x</i> ⁽¹⁾	<i>y</i> ⁽²⁾
S1	-8.325	1.694
S2	-16.324	1.994
S3	-24.324	1.944
S4	-31.698	1.544
S5	-37.948	0.944

Keterangan :

1 = *From hitch point forward (+)*

2 = *From stinger upward (+)*

S = *Stinger*

4.2 Analisa Konfigurasi Sudut Stinger Kondisi Statis

Analisa yang akan dilakukan pada tugas akhir ini menggunakan analisa statis terlebih dahulu untuk mendapatkan tegangan pada pipa pada 2 daerah kritis. Pemodelan dalam proses instalasi akan menggunakan bantuan software *Offpipe* dimana *laybarge* akan diasumsikan diam (statis). Tegangan yang akan dianalisa pada pipa adalah pada saat proses instalasi dimulai dari daerah *overbend* dan *sagbend*. Daerah *overbend* saat pipa masih berada di atas *laybarge* sampai *stinger* (kecuali titik *roller* terakhir pada *stinger*), sedangkan daerah *overbend* mulai titik *roller* terakhir pada *stinger* hingga pipa menyentuh titik *touchdown* pada *seabed*. Tahap permodelan instalasi dengan menggunakan bantuan software *OFFPIPE* pertama memodelkan *laybarge* dan *stinger* dengan adanya koordinat x dan y pada data, tahap kedua adalah memasukan data *properties* pipa serta memasukkan data

lingkungan seperti kedalaman laut. Berikut adalah kasus (*loadcase*) untuk pengerjaan tugas akhir :

Tabel 4.13 *Loadcase* dengan Variasi Kedalaman Laut dan Sudut *Stinger*

<i>STATIC CASE</i>	<i>Water Depth</i>	<i>Stinger Angle</i>	<i>Outiside Diameter</i>	<i>Wall Thickness</i>
	(m)	(deg)	(inch)	(cm)
CASE 1	15	4.44	20	5
		5.55		
		6.66		
		7.77		
		8.88		
CASE 2	18.65	4.44	20	5
		5.55		
		6.66		
		7.77		
		8.88		
CASE 3	20.65	4.44	20	5
		5.55		
		6.66		
		7.77		
		8.88		
CASE 4	21.25	4.44	20	5
		5.55		
		6.66		
		7.77		
		8.88		
CASE 5	22.25	4.44	20	5
		5.55		
		6.66		
		7.77		
		8.88		

Untuk analisa kali ini akan digunakan 5 kasus (*case*) seperti pada tabel di atas dimana pada setiap kedalaman laut akan divariasikan sudut stingernya. Dari kasus di atas didapatkan hasil running sebagai berikut :

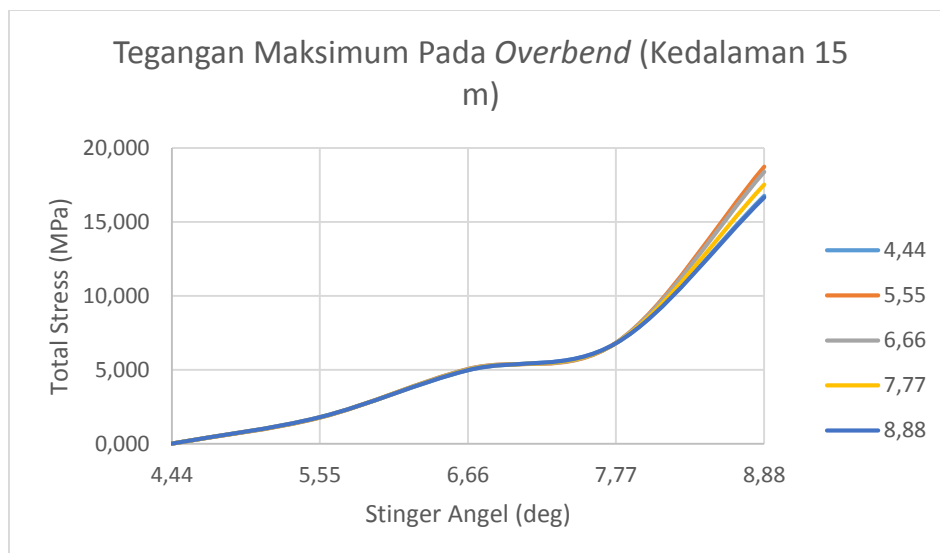
Tabel 4.14 Hasil Analisa Statis

			SAGBEND		OVERBEND		VERIFY
			TEGANGAN MAKSIMUM		TEGANGAN MAKSIMUM (87 % SMYS)		
CASE	KEDALAMAN	SUDUT	TOTAL	PERCENT	TOTAL	PERCENT	
		STINGER	TEGANGAN	YIELD	TEGANGAN	YIELD	
	M	DEG	MPa	%	MPa	%	
1	15	4,44	151,3	34,26	316,9	76,55	OK
		5,55	151,55	36,61	298,83	72,18	OK
		6,66	151,31	36,55	259,08	62,58	OK
		7,77	150,78	36,42	227,82	55,03	OK
		8,88	149,85	36,2	288,95	69,8	OK
2	18,65	4,44	158,29	38,23	315,41	76,19	OK
		5,55	158,59	38,31	335,61	81,06	OK
		6,66	157,9	38,14	321,92	77,76	OK
		7,77	157,5	38,04	282,22	68,17	OK
		8,88	157,95	38,15	266,23	64,31	OK
3	20,65	4,44	160,74	38,83	310,44	74,99	OK
		5,55	161,38	38,98	335,08	80,94	OK
		6,66	161,97	39,12	352,64	85,18	OK
		7,77	161,51	39,01	314,5	75,97	OK
		8,88	160,84	38,85	275,09	66,45	OK
4	21,25	4,44	162,03	39,14	309,02	74,64	OK
		5,55	161,96	39,12	333,59	80,58	OK
		6,66	162,85	39,33	351,88	84,99	OK
		7,77	162,63	39,28	323,82	78,22	OK
		8,88	160,650	38,810	284,630	68,750	OK
5	22,25	4,44	163,89	39,59	306,69	74,08	OK
		5,55	163,13	39,4	331,18	80	OK
		6,66	163,94	39,6	351,49	84,9	OK
		7,77	160,19	38,69	339,03	81,89	OK
		8,88	163,99	39,61	300,18	72,51	OK

Dari tabel diatas dapat disimpulkan bahwa pipa saat proses instalasi dengan keadaan *barge* diam (statis) dengan kedalaman yang berbeda mengalami *overstress* pada beberapa kasus. Pada kedalaman 15 m dengan sudut *stinger* 4,44 sampai dengan 8,88 tidak mengalami *overstress* tetapi tegangan yang terjadi pada pipa yang mempunyai nilai terkecil adalah saat sudut stinger 7,77 *degree* dengan nilai

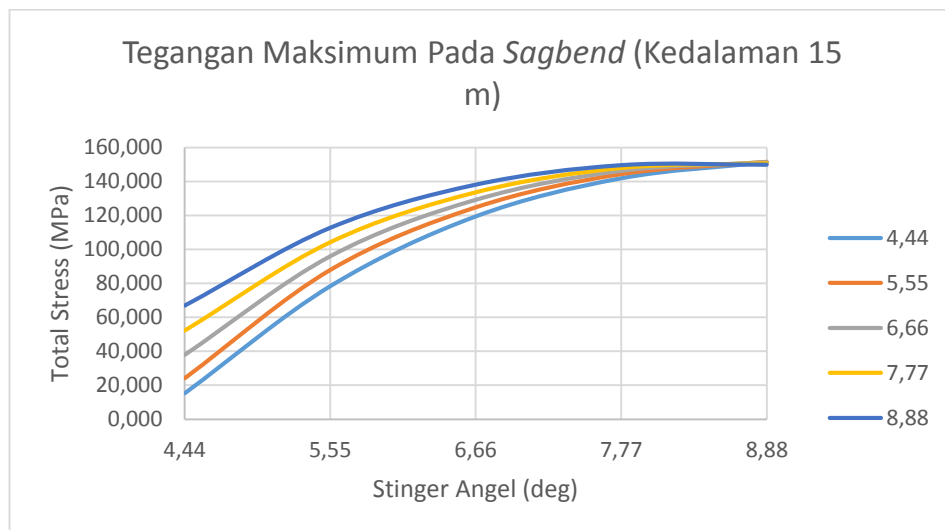
tegangan 227,82 Mpa (55,03 %). Tegangan pipa yang tidak melebihi kriteria juga terjadi pada saat kedalaman 18,65 tetapi pipa yang mempunyai nilai terkecil adalah saat sudut 8,88 degree dengan nilai tegangan 266,23 Mpa (64,31 %). Berbeda dari kasus sebelumnya pada saat kedalaman 20,65 terdapat tegangan yang hampir melewati batas kriteria tegangan, yaitu saat keadaan sudut *stinger* 6,66 dengan nilai tegangan 352,64 MPa (85,18 %) tetapi saat sudut *stinger* 8,88 nilai tegangan mengecil menjadi 275,09 Mpa (66,45 %). Pada kasus 3 dan 4 dengan kedalaman 21,25 dan 22,25 mempunyai keadaan tegangan pipa yang sama-sama tidak melebihi tegangan kriteria yang telah ditetapkan, kedua kasus ini mempunyai tegangan pipa yang terkecil pada saat sudut *stinger* 8,88 dengan nilai tegangan pipa 284,63 Mpa (68,75 %) untuk kasus 3 kedalaman 21,25 dan 300,18 Mpa (72,51 %) untuk kasus terakhir atau ke-4 dengan kedalaman 22,25. Pada daerah *sagbend* atau *seabed* atau daerah setelah *touch down point* tidak mengalami *overstress* karena tegangan yang terjadi masih dibawah *allowable stress* untuk standart code DNV OS F-101 ‘*Submarine Pipeline System*’ pada tabel 3.1 yaitu 87% SMYS begitu pula dengan daerah *overband*. Di bawah ini adalah penjelasan dan grafik mengenai distribusi tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi dengan keadaan *barge* diam (statis).

a. Kasus 1 Kedalaman 15 M dengan Variasi Sudut Stinger



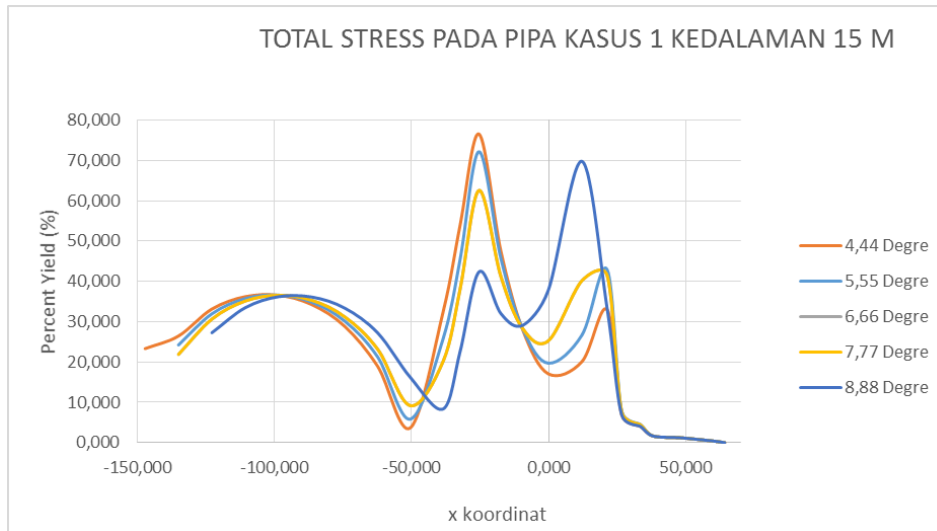
Gambar 4.1 Grafik *Maximum Stress on Overbend* dengan Variasi Sudut *Stinger*

Pada gambar 4.1 diatas menunjukkan besarnya distribusi tegangan yang terjadi pada saat laying pipa dengan kedalaman 15 m di daerah *overbend* mempunyai besar presentase atau total tegangan maksimum sebesar 316,9 Mpa (76,55 %) dengan sudut *stinger* 4,44 *degree*. Pada daerah *overbend* kasus ini pipa mengalami tegangan berlebihan terletak pada tengah *stinger* atau node 24 dalam permodelan *offpipe*, karena di titik ini pipa mengalami setelah tekukan pertama pada ujung awal stinger pada proses instalasi dengan menggunakan metode *S-Lay*. Akibat dari tekukan pertama tersebut pipa mengalami perubahan tegangan sampai dengan daerah bentangan *sagbend*. Tegangan pipa mengecil setelah sudut stinger 7,77 *degree* dengan maksimum tegangan yang terjadi adalah 227,82 Mpa (55,03 %). Titik pipa dalam permodelan *offpipe* node 15 atau terletak di ujung *laybarge*.



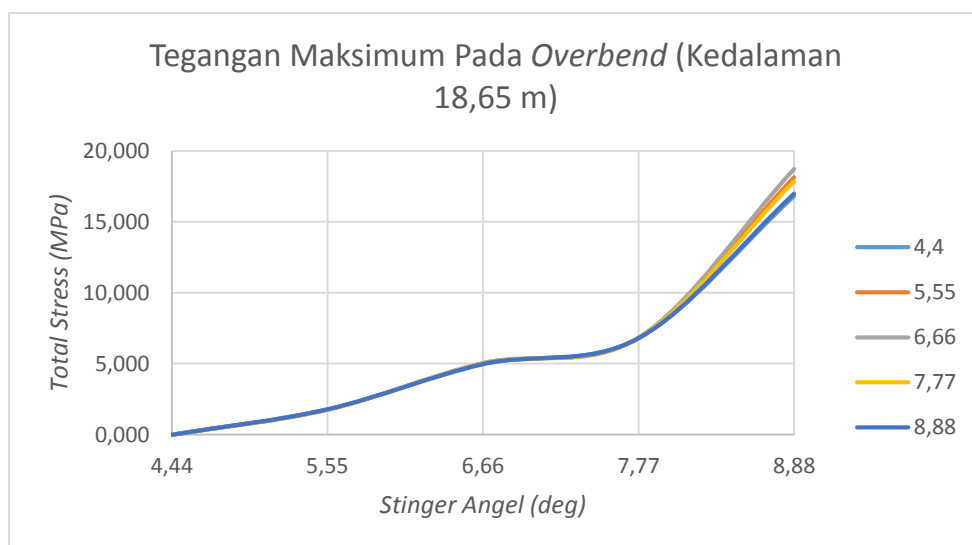
Gambar 4.2 Grafik *Maximum Stress on Sagbend* dengan Variasi Sudut *Stinger*

Pada gambar 4.2 menjelaskan daerah bentangan bebas daerah *sagbend* terjadi penurunan tegangan yaitu node 30 sampai node 36 pada pemodelan *offpipe*. Hal ini terjadi karen pipa hanya dipengaruhi oleh berat pipa itu sendiri. Pada daerah *sagbend*, tegangan yang terjadi maksimum bernilai 151,55 Mpa (36,61 %) titik pipa yang terjadi tegangan maksimum ini terletak di node 34 atau pada lekukan pada pipa sebelum menyentuh dasar laut. Berikut grafik yang menunjukkan tegangan seluruh pipa pada kasus ini dengan adanya perbedaan setiap sudut *stinger* :



Gambar 4.3 Grafik Total Tegangan pada Pipa dengan Variasi Sudut *Stinger*

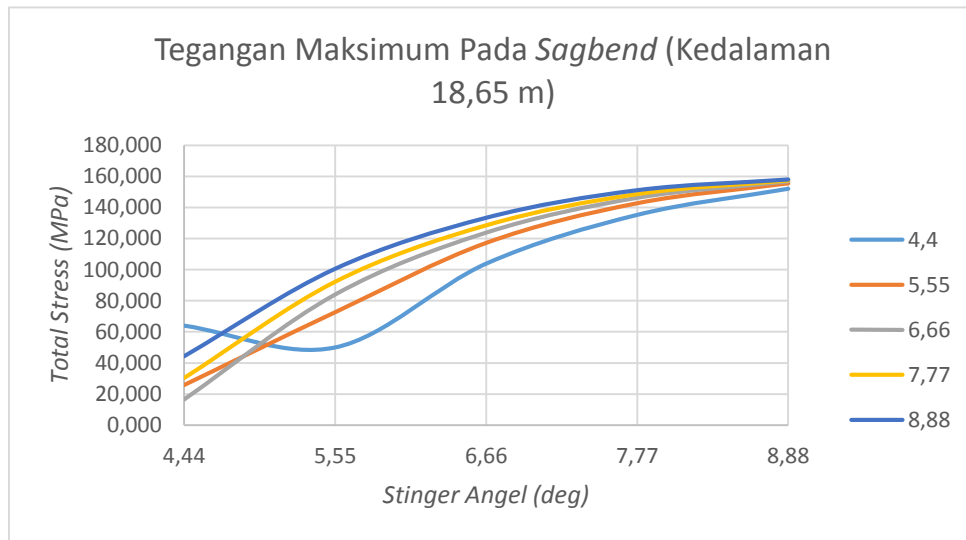
b. Kasus 2 Kedalaman 18,65 M dengan Variasi Sudut Stinger



Gambar 4.4 Grafik *Maximum Stress on Overbend* dengan Variasi Sudut *Stinger*

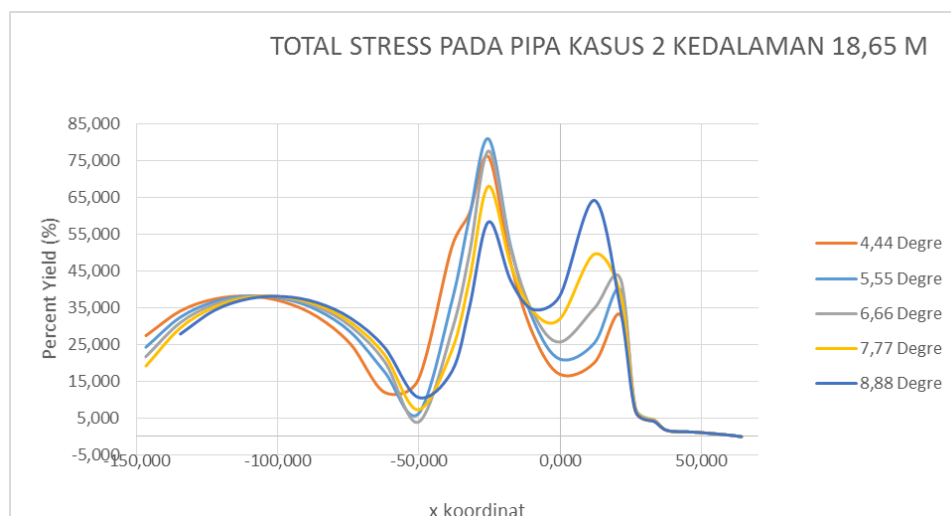
Pada gambar 4.4 diatas menunjukkan besarnya distribusi tegangan yang terjadi pada saat laying pipa dengan kedalaman 18,65 m di daerah overbend mempunyai besar presentase atau total tegangan maksimum sebesar 335,61 Mpa (81,06 %) dengan sudut *stinger* 5,55 *degree*. Pada daerah *overbend* kasus ini pipa mengalami tegangan berlebihan terletak pada tengah *stinger* atau node 24 dalam permodelan offpipe, karena di titik ini pipa mengalami setelah tekukan pertama pada ujung awal *stinger* pada proses instalasi dengan menggunakan metode *S-Lay*. Akibat dari tekukan pertama tersebut pipa mengalami perubahan tegangan sampai dengan daerah bentangan *sagbend*. Tegangan pipa mengecil setelah sudut *stinger* 7,77

degree dengan maksimum tegangan yang terjadi adalah 266,23 Mpa (64,31 %). Titik pipa dalam permodelan *offpipe* node 24 atau terletak di tengah *stinger*.



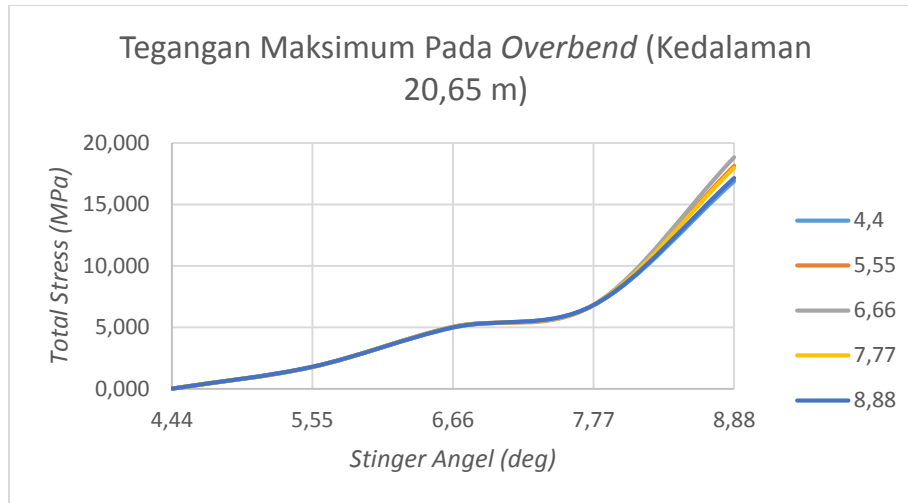
Gambar 4.5 Grafik *Maximum Stress on Sagbend* dengan Variasi Sudut *Stinger*

Pada gambar 4.5 menjelaskan daerah bentangan bebas daerah *sagbend* terjadi penurunan tegangan yaitu node 30 sampai node 38 pada pemodelan *offpipe*. Hal ini terjadi karena pipa hanya dipengaruhi oleh berat pipa itu sendiri. Pada daerah *sagbend*, tegangan yang terjadi maksimum bernilai 158,59 Mpa (38,31 %) titik pipa yang terjadi tegangan maksimum ini terletak di node 35 atau pada lekukan pada pipa sebelum menyentuh dasar laut. Berikut grafik yang menunjukkan tegangan seluruh pipa pada kasus ini dengan adanya perbedaan setiap sudut *stinger*



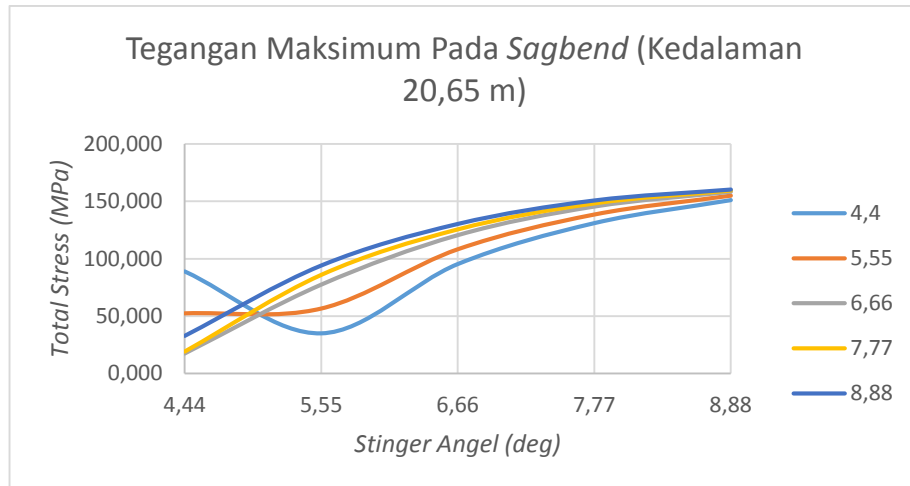
Gambar 4.6 Grafik Total Tegangan pada Pipa dengan Variasi Sudut *Stinger*

c. Kasus 3 Kedalaman 20,65 M dengan Variasi Sudut Stinger



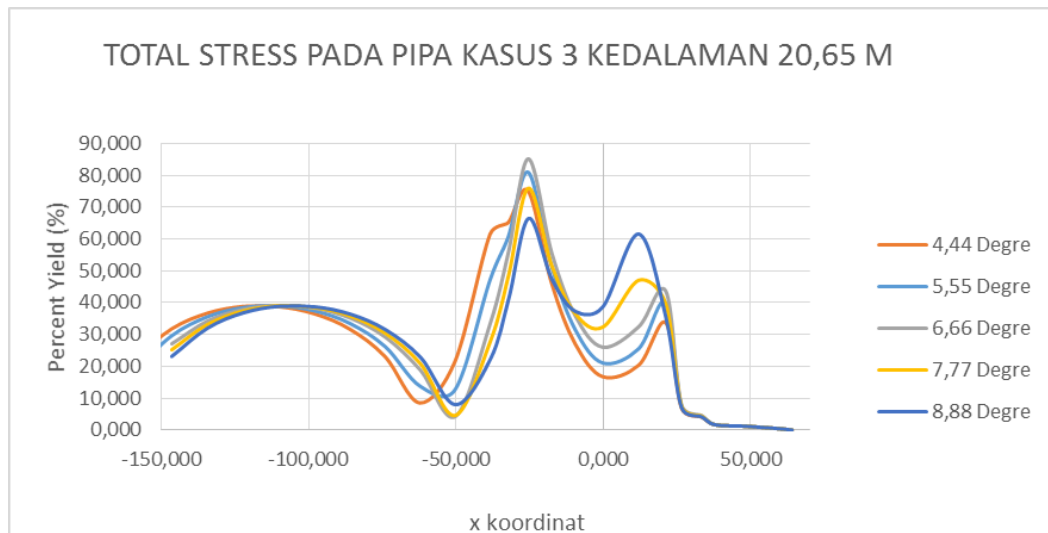
Gambar 4.7 Grafik *Maximum Stress on Overbend* dengan Variasi Sudut *Stinger*

Pada gambar 4.7 diatas menunjukkan besarnya distribusi tegangan yang terjadi pada saat laying pipa dengan kedalaman 20,65 m di daerah *overbend* mempunyai besar presentase atau total tegangan maksimum sebesar 352,64 Mpa (85,18 %) dengan sudut *stinger* 6,66 *degree*. Pada daerah *overbend* kasus ini pipa mengalami tegangan berlebihan terletak pada tengah stinger atau node 24 dalam permodelan *offpipe*, karena di titik ini pipa mengalami setelah tekukan pertama pada ujung awal stinger pada proses instalasi dengan menggunakan metode *S-Lay*. Akibat dari tekukan pertama tersebut pipa mengalami perubahan tegangan sampai dengan daerah bantangan *sagbend*. Tegangan pipa mengecil setelah sudut stinger 7,77 degree dengan maksimum tegangan yang terjadi adalah 275,09 Mpa (66,45 %). Titik pipa dalam permodelan *offpipe* node 24 atau terletak di tengah *stinger*.



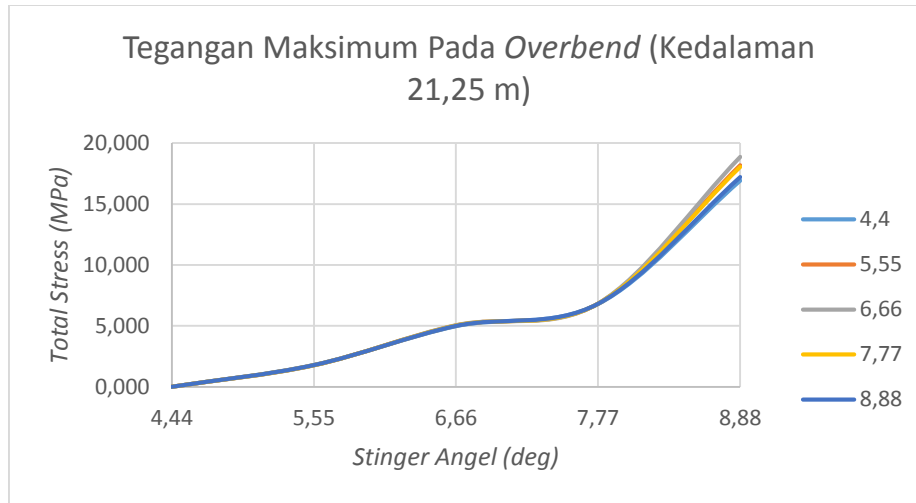
Gambar 4.8 Grafik *Maximum Stress on Sagbend* dengan Variasi Sudut *Stinger*

Pada gambar 4.8 menjelaskan daerah bentangan bebas daerah *sagbend* terjadi penurunan tegangan yaitu node 30 sampai node 39 pada pemodelan *offpipe*. Hal ini terjadi karena pipa hanya dipengaruhi oleh berat pipa itu sendiri. Pada daerah *sagbend*, tegangan yang terjadi maksimum bernilai 161,59 Mpa (39,12 %) titik pipa yang terjadi tegangan maksimum ini terletak di node 35 atau pada lekukan pada pipa sebelum menyentuh dasar laut. Berikut grafik yang menunjukkan tegangan seluruh pipa pada kasus ini dengan adanya perbedaan setiap sudut *stinger* :



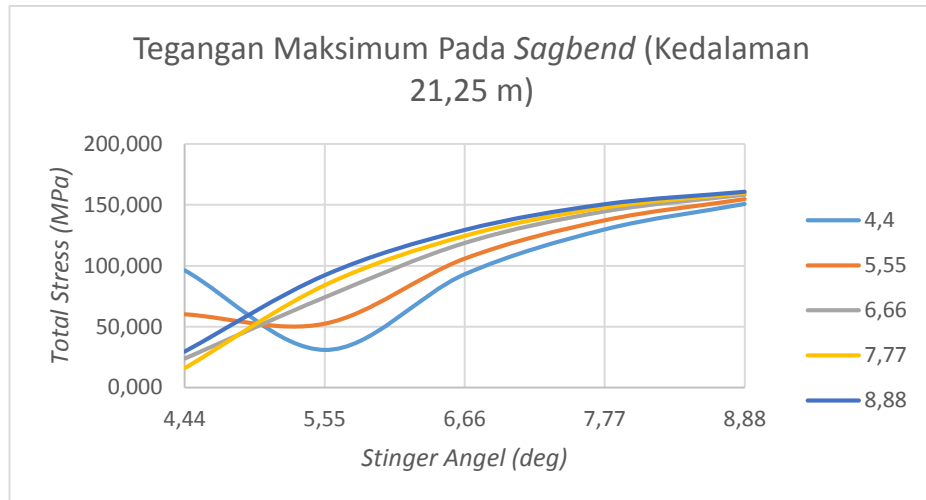
Gambar 4.9 Grafik Total Tegangan pada Pipa dengan Variasi Sudut *Stinger*

d. Kasus 4 Kedalaman 21,25 M dengan Variasi Sudut Stinger



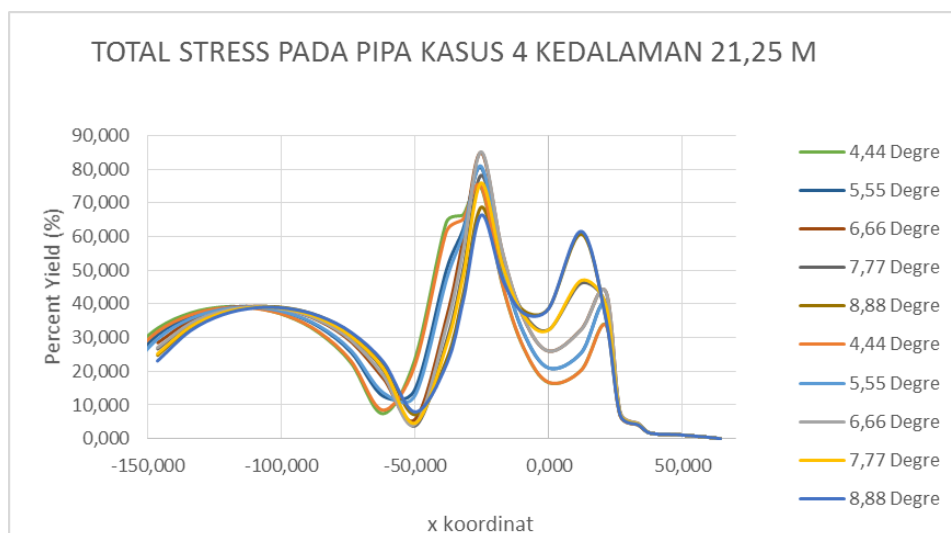
Gambar 4.10 Grafik *Maximum Stress on Overbend* dengan Variasi Sudut *Stinger*

Pada gambar 4.10 diatas menunjukkan besarnya distribusi tegangan yang terjadi pada saat *laying* pipa dengan kedalaman 21,25 m di daerah *overbend* mempunyai besar presentase atau total tegangan maksimum sebesar 351,88 Mpa (84,89 %) dengan sudut *stinger* 6,66 *degree*. Pada daerah *overbend* kasus ini pipa mengalami tegangan berlebihan terletak pada tengah stinger atau node 24 dalam permodelan *offpipe*, karena di titik ini pipa mengalami setelah tekukan pertama pada ujung awal stinger pada proses instalasi dengan menggunakan metode *S-Lay*. Akibat dari tekukan pertama tersebut pipa mengalami perubahan tegangan sampai dengan daerah bantangan *sagbend*. Tegangan pipa mengecil setelah sudut *stinger* 7,77 *degree* dengan maksimum tegangan yang terjadi adalah 284,30 Mpa (68,75 %). Titik pipa dalam permodelan *offpipe* node 24 atau terletak di tengah *stinger*.



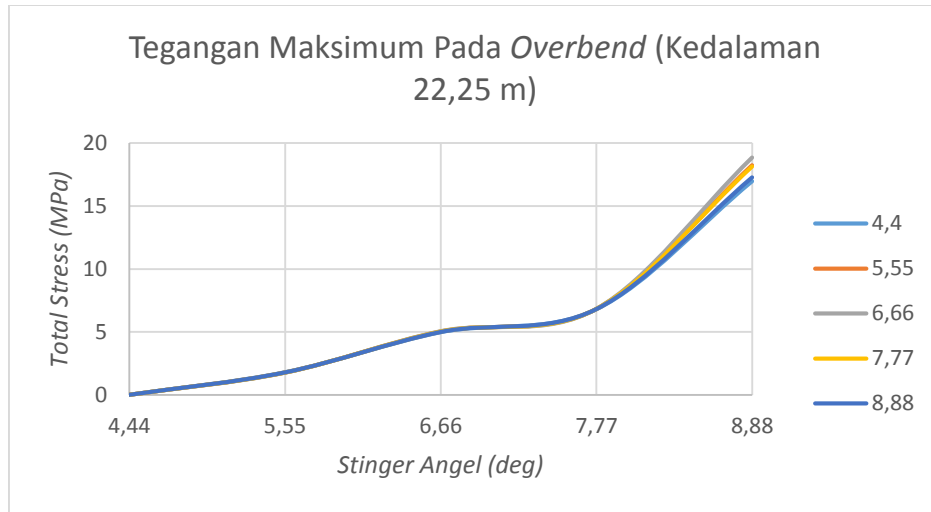
Gambar 4.11 Grafik *Maximum Stress on Sagbend* dengan Variasi Sudut *Stinger*

Pada gambar 4.11 menjelaskan daerah bentangan bebas daerah *sagbend* terjadi penurunan tegangan yaitu node 30 sampai node 38 pada pemodelan *offpipe*. Hal ini terjadi karena pipa hanya dipengaruhi oleh berat pipa itu sendiri. Pada daerah *sagbend*, tegangan yang terjadi maksimum bernilai 162,85 Mpa (39,33 %) titik pipa yang terjadi tegangan maksimum ini terletak di node 35 atau pada lekukan pada pipa sebelum menyentuh dasar laut. Berikut grafik yang menunjukkan tegangan seluruh pipa pada kasus ini dengan adanya perbedaan setiap sudut *stinger* :



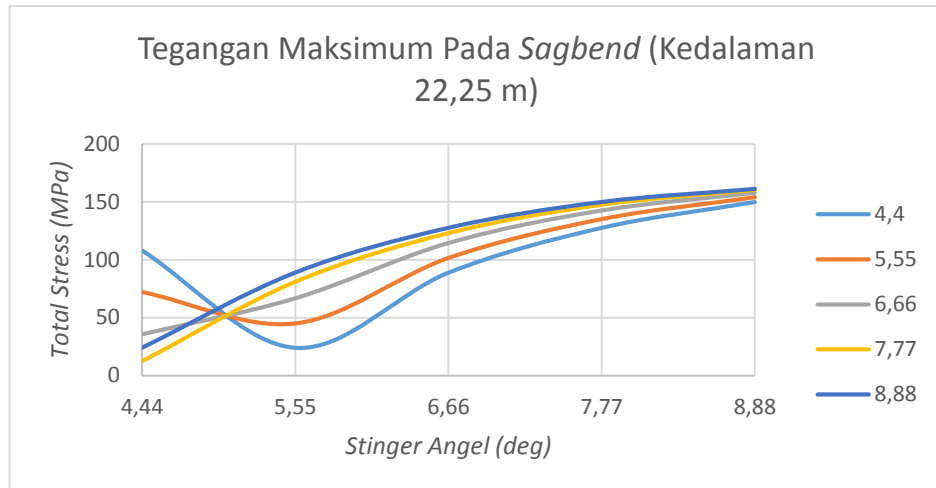
Gambar 4.12 Grafik Total Tegangan pada Pipa dengan Variasi Sudut *Stinger*

e. Kasus 5 Kedalaman 22,25 M dengan Variasi Sudut Stinger



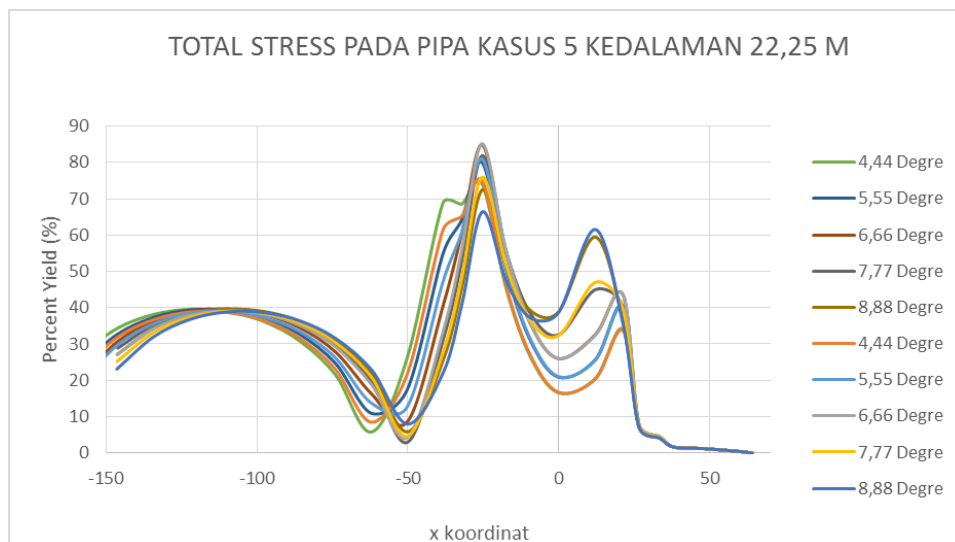
Gambar 4.13 Grafik *Maximum Stress on Overbend* dengan Variasi Sudut *Stinger*

Pada gambar 4.13 diatas menunjukkan besarnya distribusi tegangan yang terjadi pada saat *laying* pipa dengan kedalaman 22,25 m di daerah *overbend* mempunyai besar presentase atau total tegangan maksimum sebesar 351,49 Mpa (84,90 %) dengan sudut *stinger* 7,77 *degree*. Pada daerah *overbend* kasus ini pipa mengalami tegangan berlebihan terletak pada tengah stinger atau node 24 dalam permodelan *offpipe*, karena di titik ini pipa mengalami setelah tekukan pertama pada ujung awal stinger pada proses instalasi dengan menggunakan metode *S-Lay*. Akibat dari tekukan pertama tersebut pipa mengalami perubahan tegangan sampai dengan daerah bentangan sagbend. Tegangan pipa mengecil setelah sudut *stinger* 7,77 *degree* dengan maksimum tegangan yang terjadi adalah 300,18 Mpa (72,51 %). Titik pipa dalam permodelan *offpipe* node 24 atau terletak di tengah *stinger*.



Gambar 4.14 Grafik *Maximum Stress on Sagbend* dengan Variasi Sudut *Stinger*

Pada gambar 4.14 menjelaskan daerah bentangan bebas daerah *sagbend* terjadi penurunan tegangan yaitu node 30 sampai node 38 pada pemodelan *offpipe*. Hal ini terjadi karen pipa hanya dipengaruhi oleh berat pipa itu sendiri. Pada daerah *sagbend*, tegangan yang terjadi maksimum bernilai 163,94 Mpa (39,60 %) titik pipa yang terjadi tegangan maksimum ini terletak di node 35 atau pada lekukan pada pipa sebelum menyentuh dasar laut. Berikut grafik yang menunjukkan tegangan seluruh pipa pada kasus ini dengan adanya perbedaan setiap sudut *stinger* :



Gambar 4.15 Grafik Total Tegangan pada Pipa dengan Variasi Sudut *Stinger*

4.3 Analisa Konfigurasi Sudut Stinger Kondisi Dinamis

Analisa yang akan dilakukan pada tugas akhir ini menggunakan analisa dinamis untuk mendapatkan tegangan pada pipa pada 2 daerah kritis. Pemodelan dalam proses instalasi akan menggunakan bantuan software *Offpipe* dimana *laybarge* diberi beban gelombang dari beberapa arah yaitu 0^0 , 45^0 , 90^0 dan 180^0 . Tegangan yang akan dianalisa pada pipa adalah pada saat proses instalasi dimulai dari daerah *overbend* dan *sagbend*. Daerah *overbend* saat pipa masih berada di atas *laybarge* sampai *stinger* (kecuali titik *roller* terakhir pada *stinger*), sedangkan daerah *overbend* mulai titik *roller* terakhir pada *stinger* hingga pipa menyentuh titik *touchdown* pada *seabed*. Tahap analisa konfigurasi sudut stinger pada kondisi dinamis berdasarkan data sudut stinger, dan parameter pipa yang sama seperti analisa sebelumnya. Berikut adalah kasus (*loadcase*) untuk pengerjaan tugas akhir pada analisa konfigurasi dengan kondisi dinamis :

Tabel 4.15 *Loadcase* dengan Variasi Kedalaman Laut dan Sudut Arah Datang Gelombang

<i>Kasus</i>	Kedalaman	Sudut Stinger	Sudut Arah Gelombang	Diameter Luar	Ketebalan Pipa
	(m)	(deg)	(deg)	(inch)	(inch)
1	15	8.88	0	20	5
			45		
			90		
			180		
2	18,65	8.88	0	20	5
			45		
			90		
			180		
3	20,65	8.88	0	20	5
			45		
			90		
			180		

4	21,25	8.88	0	20	5
			45		
			90		
			180		
5	22,25	8.88	0	20	5
			45		
			90		
			180		

Untuk analisa kali ini akan digunakan 5 kasus (case) seperti pada tabel di atas dimana pada setiap kedalaman laut akan divariasikan sudut arah datang gelombangnya. Dari kasus di atas ada beberapa tahap yang di butuhkan untuk penyelesaian analisa diantaranya permodelan *barge*, validasi model *barge*, analisa karakteristik gerak struktur pada gelombang reguler, permodelan *laybarge* pada *offpipe* sehingga menghasilkan tegangan yang terjadi pada setiap kasus diatas.

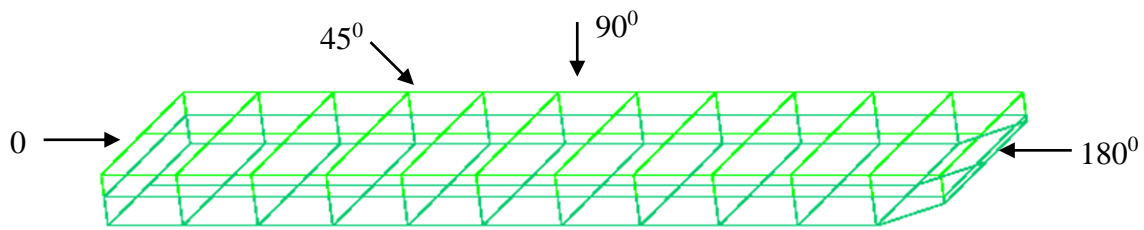
4.3.1 Permodelan Barge

Permodelan dilakukan dengan mengacu pada data general arrangement (GA) dan data-data yang lain yang dibutuhkan. Setelah mendapatkan model yang sesuai, model tersebut di transfer ke *MOSES* dengan mendeskripsikan titik-titik koordinat untuk analisis lebih lanjut. Permodelan dengan data dimensi kapal sebagai berikut :

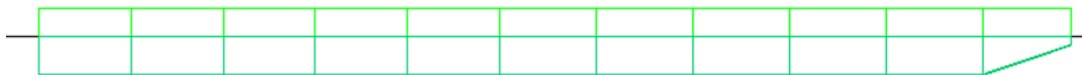
Tabel 4.16 Data Dimensi *Barge Hafar Neptune*

LOA	85.344 m
Lebar kapal	24.384 m
Tinggi kapal	5.4864 m
Sarat air	2.5 m
Trim	0.5 deg

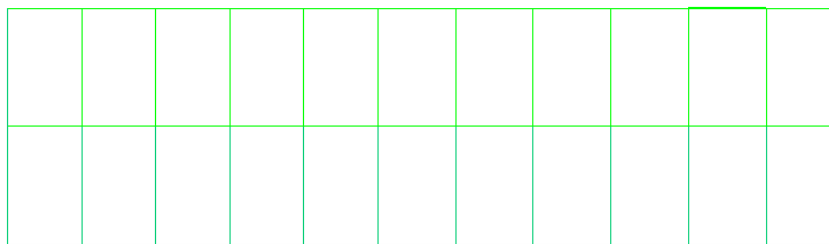
Pada permodelan pertama dengan *MOSES* akan dihasilkan *RAO motion* dan *wave drift* dari *laybarge* tanpa *mooring* untuk arah 0^0 , 45^0 , 90^0 dan 180^0 dalam gerak *surge*, *heave*, *sway*, *roll*, *pitch* dan *yaw*. Hasil ini akan diinputkan ke *software offpipe* untuk mendapatkan tegangan dari pipa. Dengan menggunakan *software MOSES versi 7.0* dilakukan permodelan *barge*. Hasil permodelan ini dapat dilihat pada gambar berikut :



Gambar 4.16 Model Geometri *Barge* Tampak Isometri beserta Arah Pembebanan



Gambar 4.17 Model Geometri *Barge* Tampak Samping



Gambar 4.18 Model Geometri *Barge* Tampak Atas



Gambar 4.19 Model Geometri *Barge* Tampak *Bow*

4.3.2 Validasi Barge

Validasi dilakukan sebelum melanjutkan analisis, pemodelan yang sudah di buat harus sesuai dengan kondisi sebenarnya. Kriteria validasi yang digunakan mengacu pada ABS untuk validasi displacement bernilai maksimum 2 % dan untuk parameter lainnya maksimal 1%. Hasil validasi di dapatkan dengan cara melakukan perbandingan hasil permodelan oleh MOSES dan hasil yang sudah ada pada *stability booklet*. Berikut tabel hasil validasi dengan parameter yang ada :

Tabel 4.17 Perbandingan *Displacement* Permodelan dan *Stability Booklet*

BOOKLET		HAFAR NETPTUNE		VALIDASI (%)
Condition	Displacement (MT)	Condition	Displacement (MT)	
Draft (m)	---X---	Draft (m)	---X---	
1	1970,54	1	1989,36	0,9550682
1,25	2475,74	1,25	2498,28	0,9104349
1,5	2988,97	1,5	3011,84	0,7651465
1,75	3510,25	1,75	3530,03	0,5634926
2	4043,43	2	4052,85	0,2329705
2,25	4576,7	2,25	4580,31	0,0788778
2,5	5109,8	2,5	5112,26	0,0481428
2,75	5642,98	2,75	5645,52	0,0450117
3	6176,16	3	6178,77	0,0422593

Tabel 4.18 Perbandingan *Bouyancy* Permodelan dan *Stability Booklet*

BOOKLET			HAFAR NETPTUNE			VALIDASI	
Condition	LCB	VCB	Condition	LCB	VCB		
Draft (m)	m	m	Draft (m)	m	m	LCB (%)	VCB (%)
1	50	0,5	1	45,54	0,5	-9,1018	0
1,25	48,4	0,7	1,25	45,35	0,63	-6,30165	-10
1,5	47,335	0,82	1,5	45,16	0,76	-4,59491	-7,31707
1,75	46,627	0,94	1,75	44,97	0,88	-3,55373	-6,38298
2	46,106	1,06	2	44,78	1,01	-2,87598	-4,71698
2,25	45,706	1,18	2,25	44,59	1,14	-2,44169	-3,38983
2,5	45,389	1,31	2,5	44,41	1,27	-2,15691	-3,05344
2,75	45,132	1,43	2,75	44,24	1,4	-1,97642	-2,0979
3	44,92	1,55	3	44,11	1,52	-1,80321	-1,93548

Tabel 4.19 Perbandingan *Dimensi Barge* Permodelan dan *Stability Booklet*

BUCKET		HAFAR NEPTUNE		SATUAN	VALIDASI (%)
LOA	85,34	LOA	85,34	m	0
BREADTH	24,38	BREADTH	24,38	m	0
DEPTH	5,48	DEPTH	5,48	m	0
DRAFT	2,5	DRAFT	2,5	m	0

4.3.3 Karakteristik Gerak Struktur pada Gelombang Reguler

Sebelum melakukan analisa karakteristik gerak struktur hal yang perlu diketahui pada penelitian ini batasan masalah dalam arah pembeban gelombang adalah 0^0 , 45^0 , 90^0 dan 180^0 sehingga output *software MOSES* yang digunakan sebagai input untuk software OFFPIPE adalah sebagai berikut :

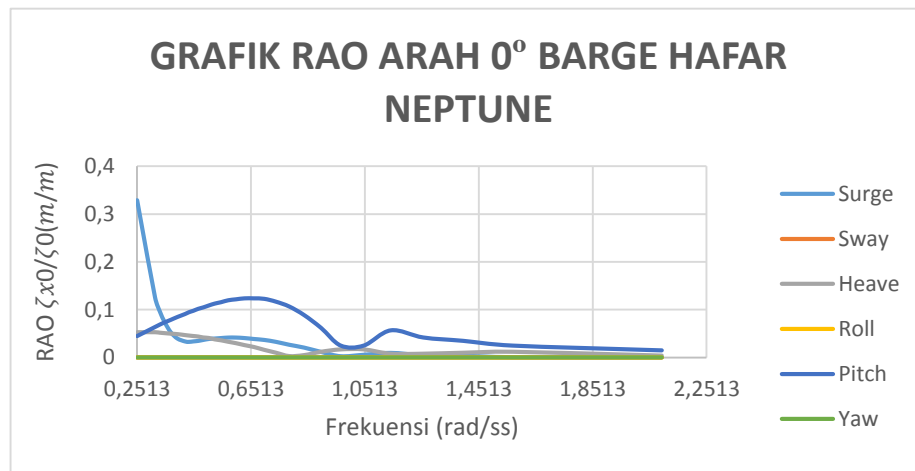
- a. Arah pembebanan 0^0 tetap menggunakan *respon amplitude operator* (RAO) hasil *output software MOSES* arah 0^0
- b. Arah pembebanan 45^0 menggunakan *respon amplitude operator* (RAO) hasil *output software MOSES* arah 45^0
- c. Arah pembebanan 90^0 menggunakan *respon amplitude operator* (RAO) hasil *output software MOSES* arah 90^0
- d. Arah pembebanan 180^0 tetap menggunakan hasil *respon amplitude operator* (RAO) *output software MOSES* arah 180^0

Sehingga dengan adanya perbedaan arah datang gelombang tersebut, dalam arah datang gelombang pada moses menggunakan arah datang gelombang 0^0 , 45^0 , 90^0 , dan 180^0 . Tahap selanjutnya adalah menganalisa gerak struktur berdasarkan hasil pada *software MOSES* di tampilkan sebagai berikut :

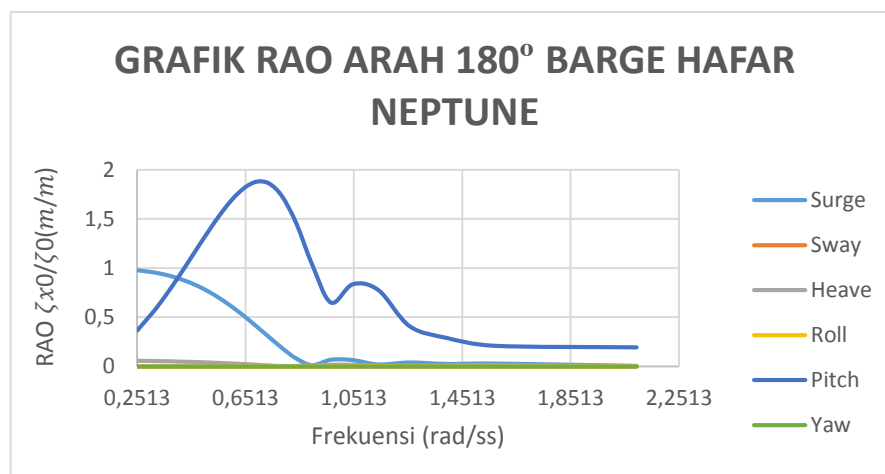
1. Head seas ($\mu = 0^0$ dan 180^0)

Following seas dan *head seas* mempunyai karakteristik gerakan yang hampir sama. Gerakan translasi yang signifikan adalah *surge* dan *heave*. Pada frekuensi kecil ($f = 0.2513$) menunjukkan respon yang besar dan respon terus menurun seiring dengan bertambahnya frekuensi. Pada range ini disebut sebagai daerah kritis, dimana jika terjadi resonansi spektrum gelombang akan didapatkan respon struktur yang besar. Sedangkan untuk gerak rotasi yang signifikan pada *laybarge* adalah gerak *pitch*. Pada range ini disebut sebagai daerah kritis, dimana jika terjadi resonansi spektrum gelombang akan didapatkan respon struktur yang besar. Sedangkan untuk gerak rotasi yang signifikan pada *laybarge* adalah gerak *pitch*. Dari analisa permodelan *laybarge* melalui *software MOSES* didapatkan RAO motion dari *laybarge* yang terdiri dari 6 derajat kebebasan yaitu *surge*, *heave*, *sway*,

roll, *pitch*, dan *yaw* untuk tiap-tiap heading dari 0^0 dan 180^0 . Hal ini seperti terlihat dalam grafik di bawah ini :



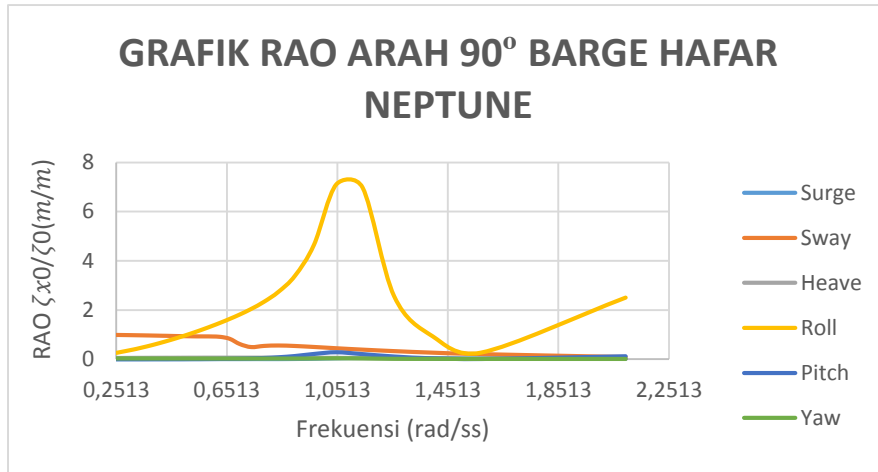
Gambar 4.20 Grafik RAO Heading 0^0



Gambar 4.21 Grafik RAO Heading 180^0

2. *Beam seas* ($\mu = 90^0$)

Pada *beam seas* gerakan translasi signifikan adalah *sway* dimana untuk frekuensi ($f = 0.2513$) menunjukkan respon yang besar pada laybarge dan untuk *heave* respon terbesar yang terjadi pada frekuensi ($f = 0.8976$). Sedangkan gerak *surge* sangat kecil sekali, untuk rotasi yang dominan adalah gerak *roll*. Dari analisa permodelan laybarge melalui software MOSES didapatkan RAO motion dari laybarge yang terdiri dari 6 derajat kebebasan yaitu *surge*, *heave*, *sway*, *roll*, *pitch*, dan *yaw* untuk heading dari 90^0 . Hal ini seperti terlihat dalam grafik di bawah ini :

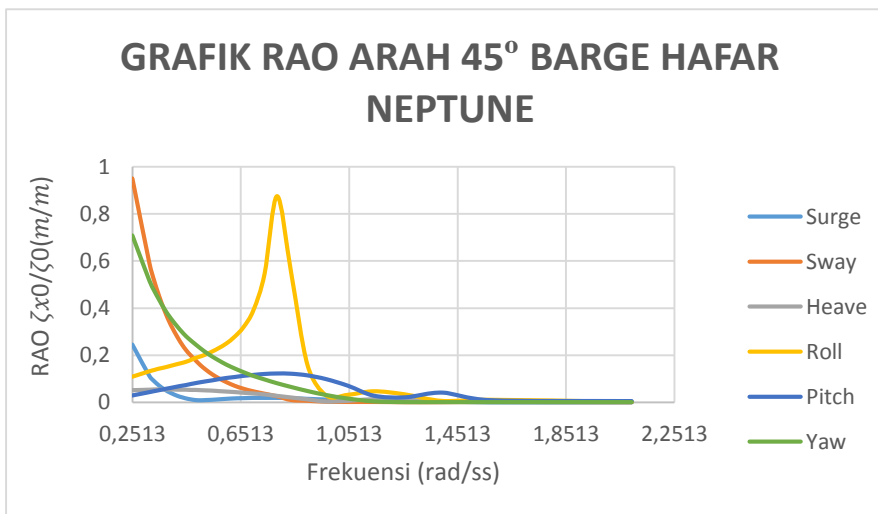


Gambar 4.22 Grafik RAO Heading 90⁰

3. *Quartering seas* ($\mu = 45^\circ$)

Pada *quartering seas* hampir semua gerakan terjadi, baik rotasi maupun translasi. Gerak translasi memperlihatkan trend yang sama. Dimana respon terbesar diakibatkan oleh gerakan heave. Struktur mengalami respon yang signifikan pada saat frekuensi ($f = 0.2513$). Sedangkan untuk gerak rotasi terjadi perbedaan yang signifikan pada gerak roll untuk arah 45⁰.

Dari analisa permodelan *laybarge* melalui *software MOSES* didapatkan RAO motion dari laybarge yang terdiri dari 6 derajat kebebasan yaitu *surge*, *heave*, *sway*, *roll*, *pitch*, dan *yaw* untuk heading dari 45⁰. Hal ini seperti terlihat dalam grafik di bawah ini :



Gambar 4.23 Grafik RAO Heading 45⁰

4.3.4 Analisis Hasil Konfigurasi Sudut *Stinger* Kondisi Dinamis

Hasil perhitungan dan simulasi instalasi pipa bawah laut pada kondisi dinamis berdasarkan data-data pipa yang sudah di kumpulkan sebelumnya, untuk analisa tahap ini akan digunakan 5 kasus (*case*) sesuai arah datang gelombang yang sudah di tetapkan dengan kedalaman yang berbeda. Analisa ini merupakan analisa lanjutan dari tahap analisa dalam kondisi diam (*statis*). Tahap ini juga akan di tampilkan dalam bentuk grafik untuk menganalisa tegangan maksimum yang terjadi pada 2 daerah kritis yaitu *sagbend* dan *overbend*. Dari kasus di atas didapatkan hasil running sebagai berikut :

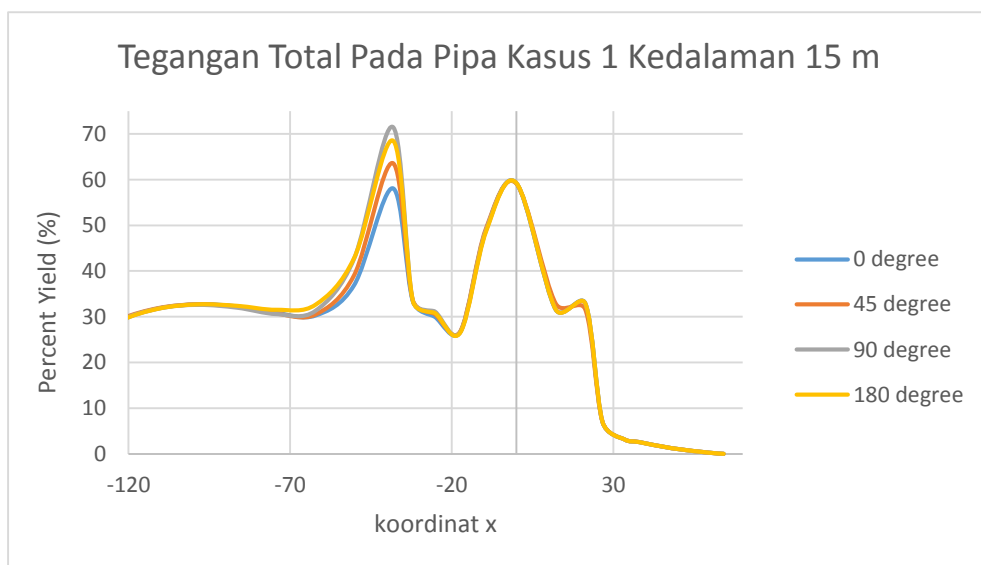
Tabel 4.20 Hasil Analisa Konfigurasi Sudut *Stinger* Kondisi Dinamis

Kasus	Kedalaman	Sudut Stinger	Heading	Tegangan (%)		VERIFY
	(m)			Overbend	Sagbend	
1	15	7,77	0°	59,23	36,91	OK
			45°	63,58	39,05	OK
			90°	71,49	42,72	OK
			180°	68,53	42,99	OK
2	18,65	8,88	0°	66,33	38,45	OK
			45°	68,65	38,16	OK
			90°	72,02	42,46	OK
			180°	69,59	43,11	OK
3	20,65	8,88	0°	65,53	39,01	OK
			45°	70,73	41,46	OK
			90°	73,4	42,34	OK
			180°	70,31	42,63	OK
4	21,25	8,88	0°	67,25	39,38	OK
			45°	72,14	41,87	OK
			90°	75,2	43,18	OK
			180°	82,28	47,51	OK
5	22,25	8,88	0°	68,76	38,81	OK
			45°	77,78	46,81	OK
			90°	85,13	48,86	OK
			180°	85,04	51,01	OK

Dari tabel diatas dapat disimpulkan bahwa pipa saat proses instalasi dengan keadaan *barge* terkena beban gelombang dengan arah 0°, 45°, 90° dan 180° dengan kedalaman yang berbeda mengalami tegangan yang berlebih pada beberapa kasus.

Pada daerah *overbend* tegangan terbesar dialami saat kedalaman 22.25 m dengan sudut konfigurasi *stinger* 8,88 derajat. Tegangan yang dihasilkan mempunyai nilai 85,04% atau 352,07 Mpa, nilai tersebut melebihi desain kriteria. Berbeda pada saat kedalaman 15, 18.65, 20.65, 21.25, yang menghasilkan tegangan yang tidak melebihi batas kriteria desain untuk setiap arah datang gelombang. Pada daerah *sagbend* tegangan maksimum yang dihasilkan ketika kedalaman 22.25 yang mempunyai nilai 51,01% atau 211,2 Mpa. Tegangan area *sagbend* di setiap kedalaman tidak mengalami *overstress* semua masih dalam kriteria desain. Nilai-nilai tegangan pipa terbesar pada tabel diatas menunjukkan saat arah datang gelombang 180⁰ menghasilkan nilai yang lebih besar daripada arah sudut gelombang lainnya. Hasil dari analisis saat kondisi dinamis pada daerah *sagbend* dan *overbend* masih memenuhi kriteria karena tidak mengalami *overstress*, tegangan yang terjadi masih dibawah *allowable stress* untuk standart code DNV OS F-101 '*Submarine Pipeline System*' pada tabel 3.1 yaitu 87% SMYS. Memperjelas hasil analisis untuk setiap kasusnya akan ditampilkan dalam bentuk grafik beserta keterangannya, hasil analisis yang akan ditampilkan pertama adalah kasus untuk setiap kedalaman dengan berbagai parameter arah datang gelombang yang telah ditentukan dalam batasan masalah :

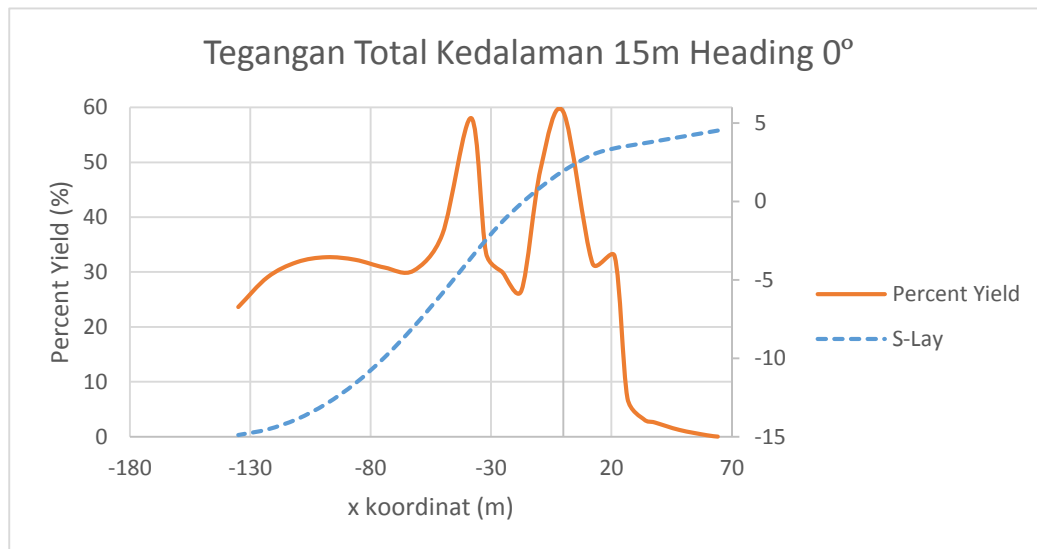
1. Kasus 1 Kedalaman 15 meter



Gambar 4.24 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 15 meter

Pada gambar 4.24 diatas menjelaskan respon dari pipa pada kasus 1 dengan sudut *stinger* 7,77 derajat menunjukkan tren perbedaan tegangan yang terjadi pada saat pipa berada di *laybarge*, *stinger*, dan daerah *sagbend*. Perbedaan besar tegangan yang terjadi terlihat pada masing-masing arah pembebanan. Dari berbagai arah pembebanan tegangan pipa terbesar pada *sagbend* serta *overbend* terjadi saat arah 180° dan 90°. Nilai tegangan pipa terbesar pada daerah *sagbend* yaitu 42,99 % atau 177,97 Mpa sedangkan untuk daerah *overbend* dengan nilai 71,49% atau 295,58 Mpa. Grafik hasil tegangan pipa beserta kurva S-Lay saat kedalaman 15 meter untuk setiap arah datang gelombang akan ditampilkan sebagai berikut :

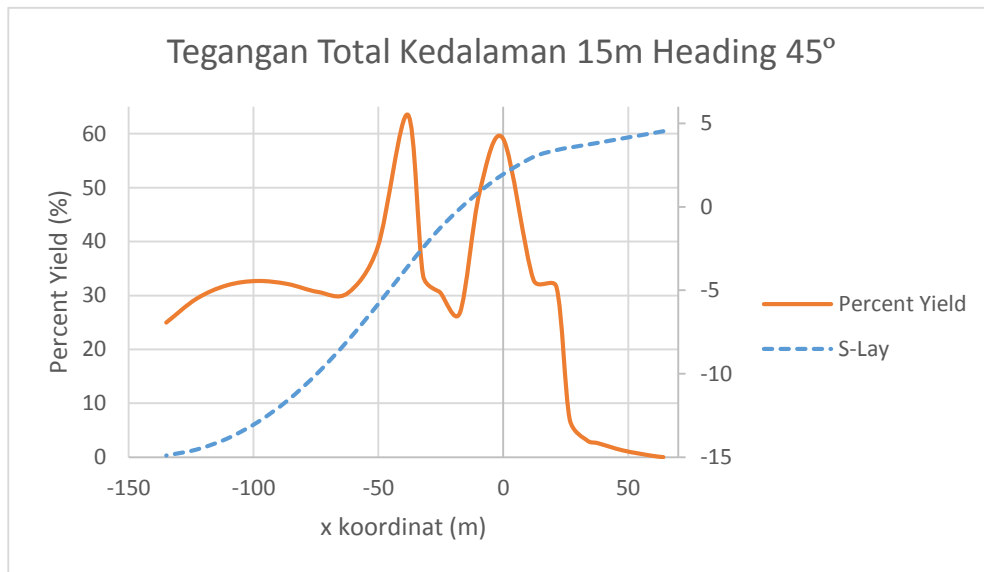
a. Heading 0°



Gambar 4.25 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Heading 0°

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -0,02 yang terletak pada *laybarge* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 59,23% atau 245,21 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -50,18 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 36,91% atau 152,81 Mpa.

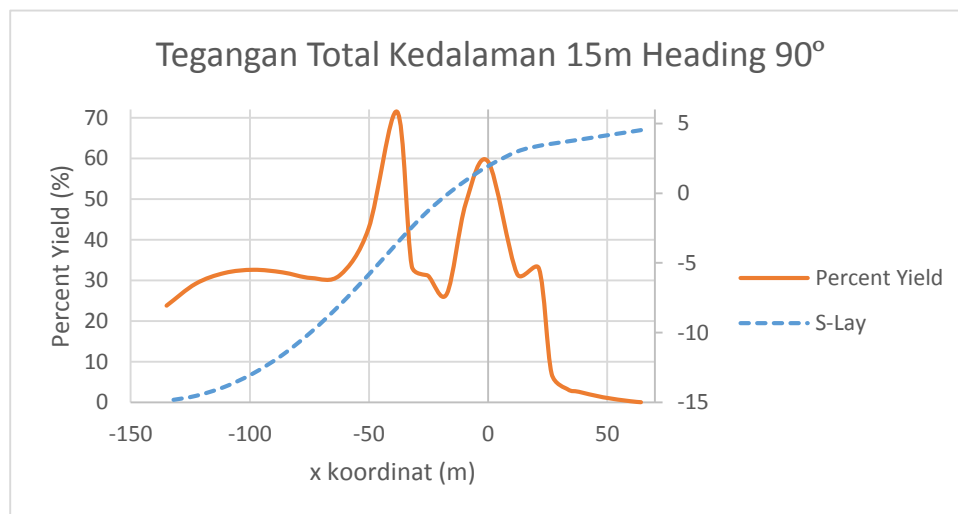
b. Heading 45^0



Gambar 4.26 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Heading 45^0

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x - 0,03 yang terletak pada *laybarge* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 59,12% atau 244,75 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -50,2 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 36,05% atau 161,65 Mpa.

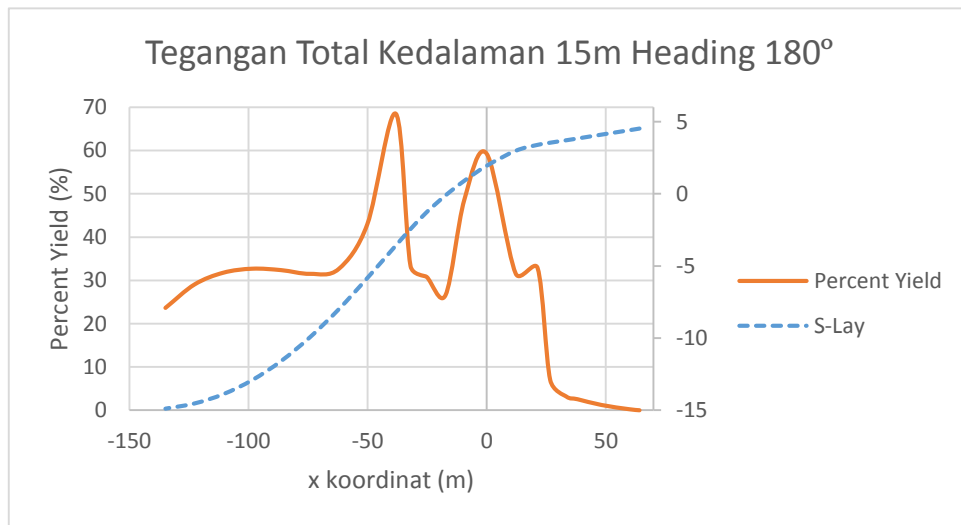
c. Heading 90^0



Gambar 4.27 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Heading 90^0

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -38,17 yang terletak pada ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 71,49% atau 295,98 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -50,15 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 42,72% atau 176,87 Mpa.

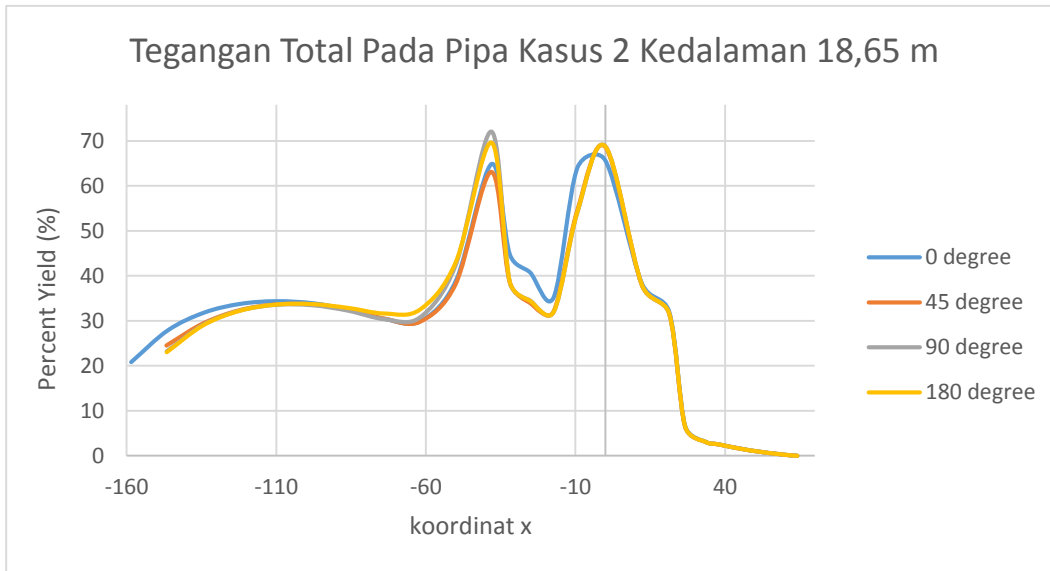
d. Heading 180⁰



Gambar 4.28 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Heading 90⁰

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -38,14 yang terletak pada ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 68,53% atau 283,7 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -50,12 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 42,99% atau 177,97 Mpa.

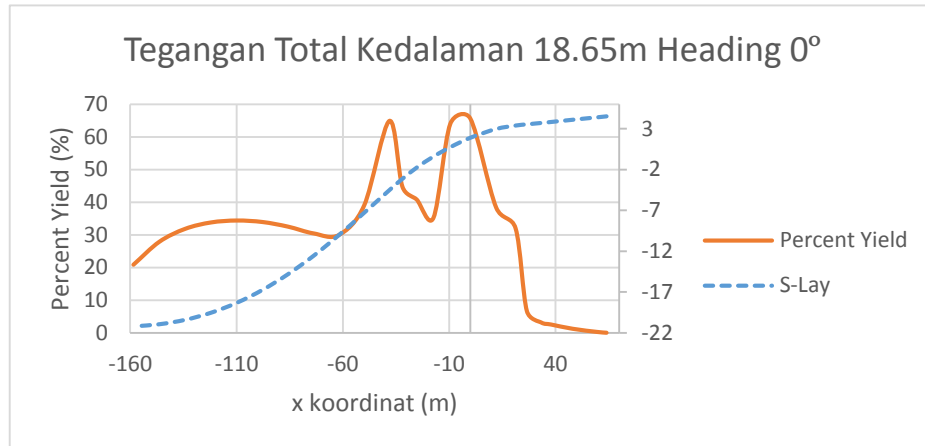
2. Kasus 2 Kedalaman 18,65 meter



Gambar 4.29 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 18,65 meter

Respon dari pipa pada kasus 2 dengan sudut *stinger* 8,88 derajat menunjukkan tren perbedaan tegangan yang terjadi pada saat pipa berada di *laybarge*, *stinger*, dan daerah *sagbend*. Perbedaan besar tegangan yang terjadi terlihat pada masing-masing arah pembebanan. Dari keempat arah pembebanan yaitu tegangan pipa terbesar pada *sagbend* serta *overbend* terjadi saat arah 180^0 dan 90^0 . Nilai tegangan pipa terbesar pada daerah *sagbend* yaitu 43,11 % atau 178,49 Mpa sedangkan untuk daerah *overbend* dengan nilai 72,02% atau 298,18 Mpa. Grafik hasil tegangan pipa beserta kurva *S-Lay* saat kedalaman 18.65 meter untuk setiap arah datang gelombang akan ditampilkan sebagai berikut :

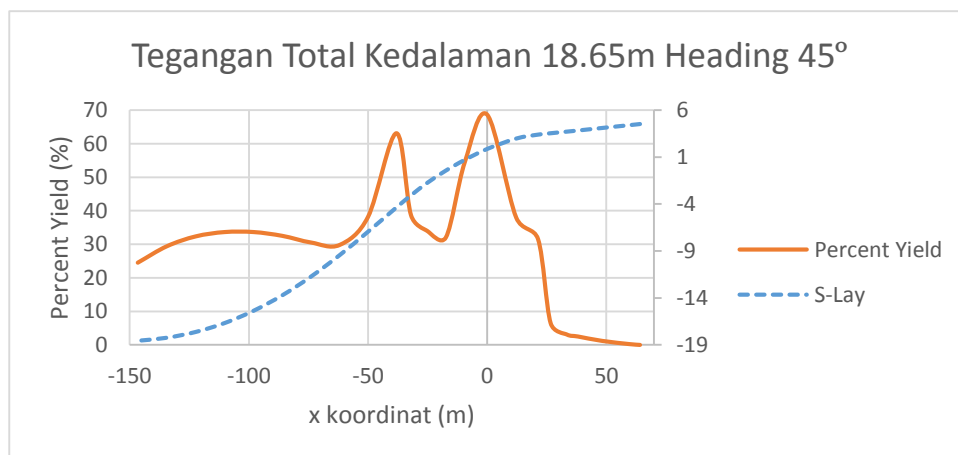
a. Heading 0^0



Gambar 4.30 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 18,65 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x 0,01 yang terletak pada ujung *laybarge* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 65,63% atau 271,69 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,89 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 39,01% atau 161,51 Mpa.

b. Heading 45^0

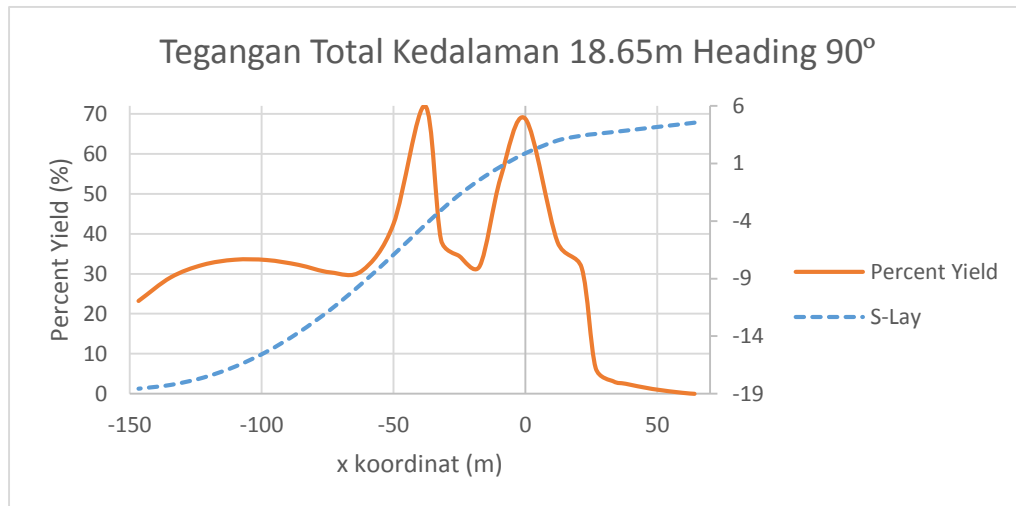


Gambar 4.31 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 18,65 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -0,02 yang terletak pada ujung *laybarge* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 68,65% atau 284,23 Mpa.

Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -50,03 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 38,16% atau 157,97 Mpa.

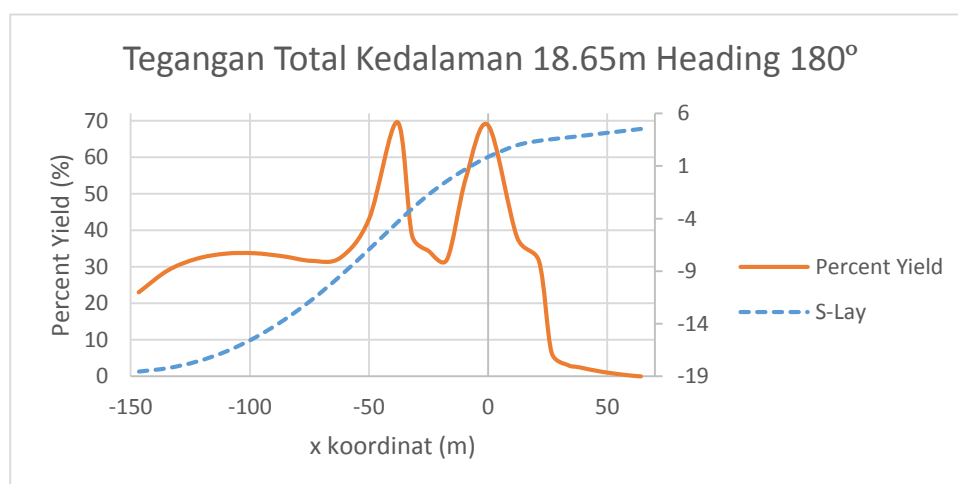
c. Heading 90°



Gambar 4.32 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 18,65 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -38,06 yang terletak pada ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 72,02% atau 298,18 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,99 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 42,46% atau 175,8 Mpa.

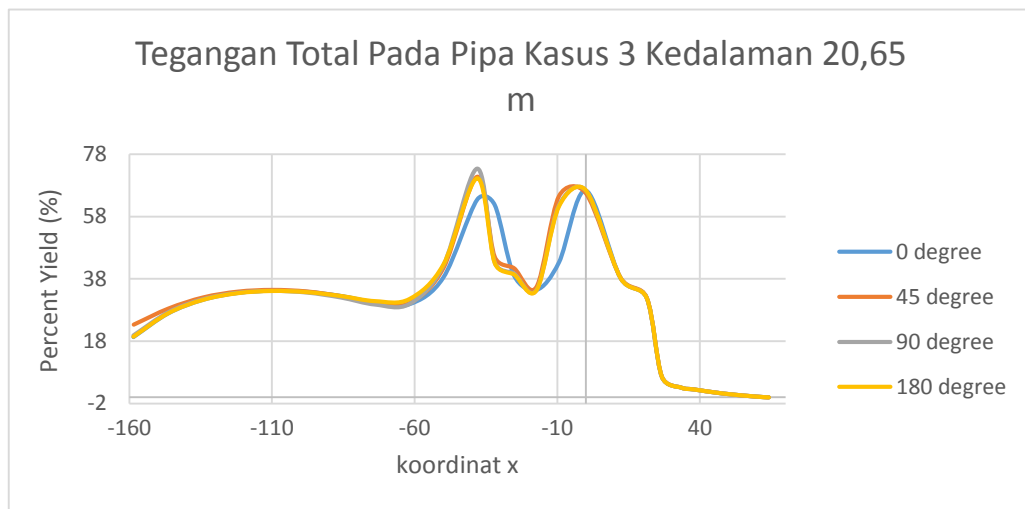
d. Heading 180°



Gambar 4.33 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 18,65 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -38,03 yang terletak pada ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 69,59% atau 288,11 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,94 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 43,11% atau 178,49 Mpa.

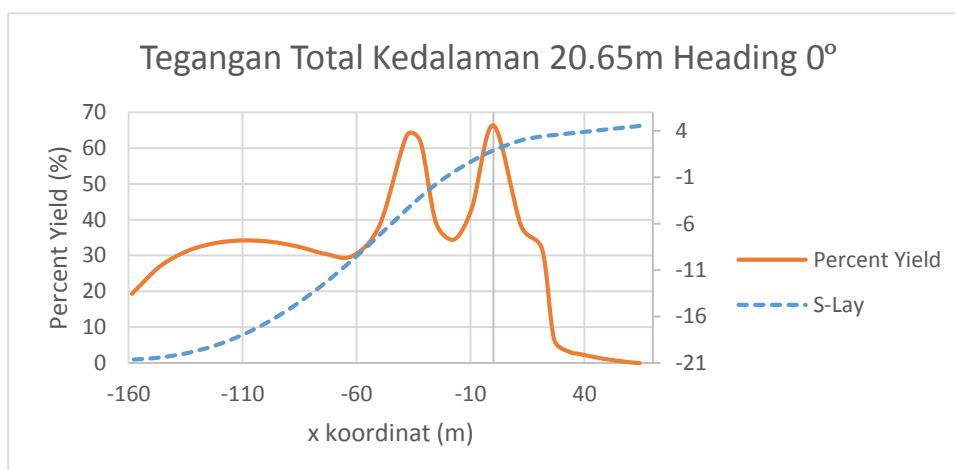
3. Kasus 3 Kedalaman 20,65 meter



Gambar 4.34 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 20,65 meter

Respon dari pipa pada kasus 3 dengan sudut *stinger* 8,88 derajat menunjukkan tren perbedaan tegangan yang terjadi pada saat pipa berada di *laybarge*, *stinger*, dan daerah *sagbend*. Perbedaan besar tegangan yang terjadi terlihat pada masing-masing arah pembebanan. Dari keempat arah pembebanan yaitu tegangan pipa terbesar pada *sagbend* serta *overbend* terjadi saat arah 180^0 dan 90^0 . Nilai tegangan pipa terbesar pada daerah *sagbend* yaitu 42,63 % atau 176,47 Mpa sedangkan untuk daerah *overbend* dengan nilai 73,40% atau 303,88 Mpa. Grafik hasil tegangan pipa beserta kurva *S-Lay* saat kedalaman 20.65 meter untuk setiap arah datang gelombang akan ditampilkan sebagai berikut :

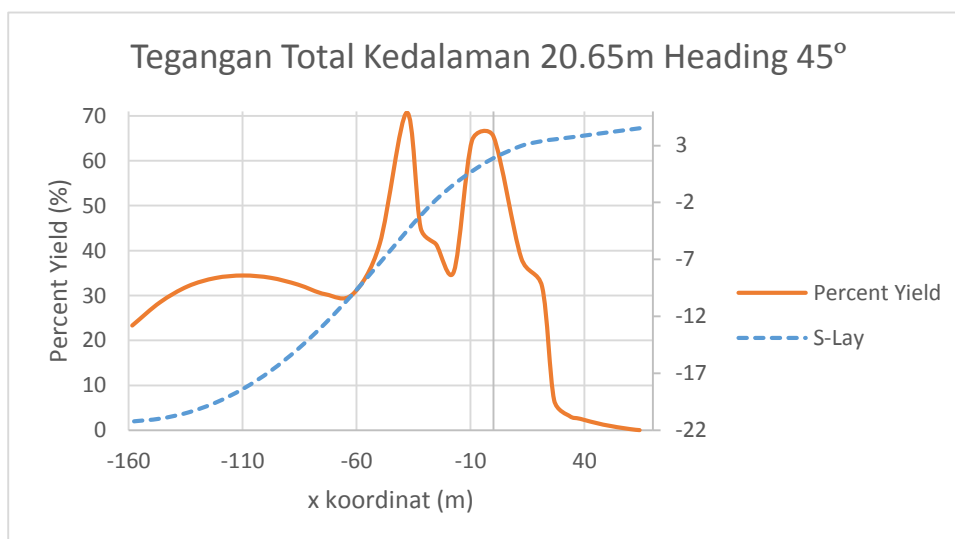
a. Heading 0°



Gambar 4.35 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 20,65 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x 0,01 yang terletak pada ujung *laybarge* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 66,33% atau 274,62 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,92 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 38,45% atau 159,18 Mpa.

b. Heading 45°

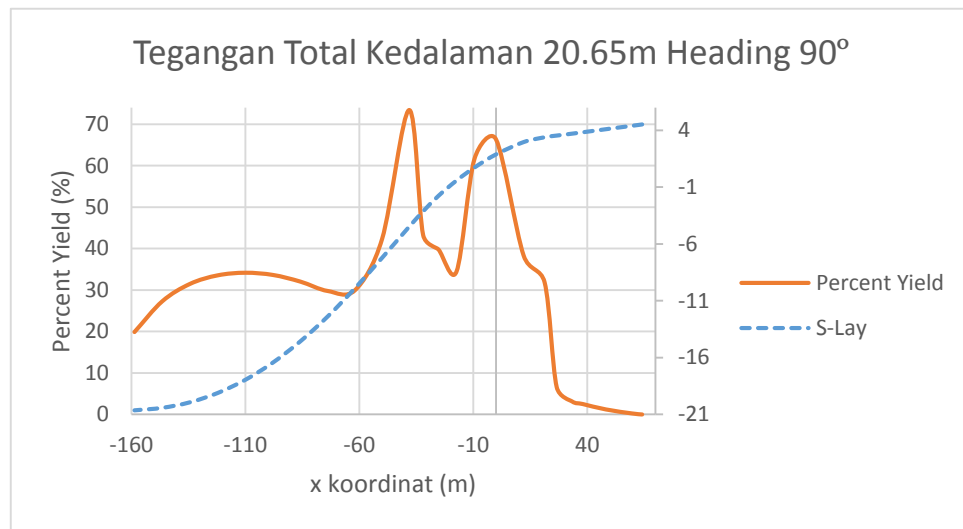


Gambar 4.36 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 20,65 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan

tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x 0,01 yang terletak pada ujung *laybarge* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 69,47% atau 271,06 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,91 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 41,46% atau 171,63 Mpa.

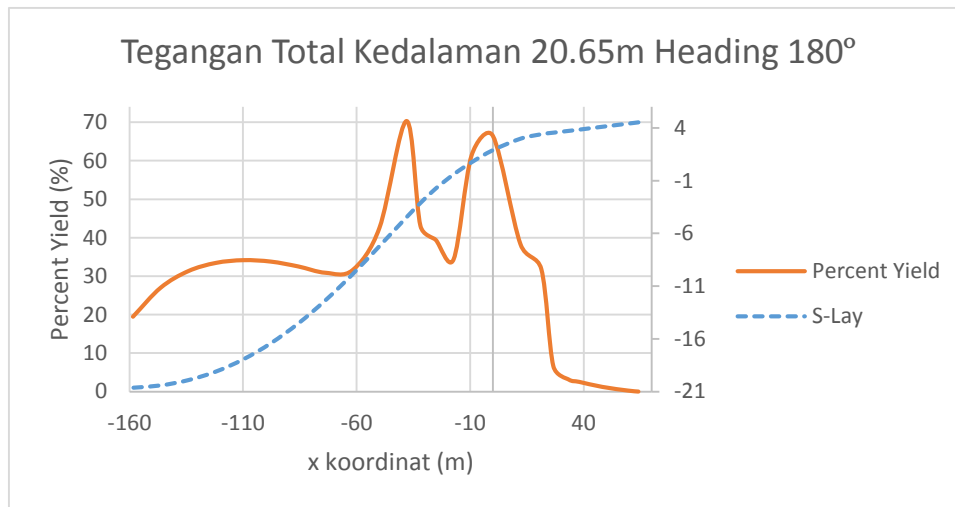
c. Heading 90⁰



Gambar 4.37 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 20,65 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -38,04 yang terletak pada ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 73,4% atau 303,88 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,92 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 42,34% atau 179,30 Mpa.

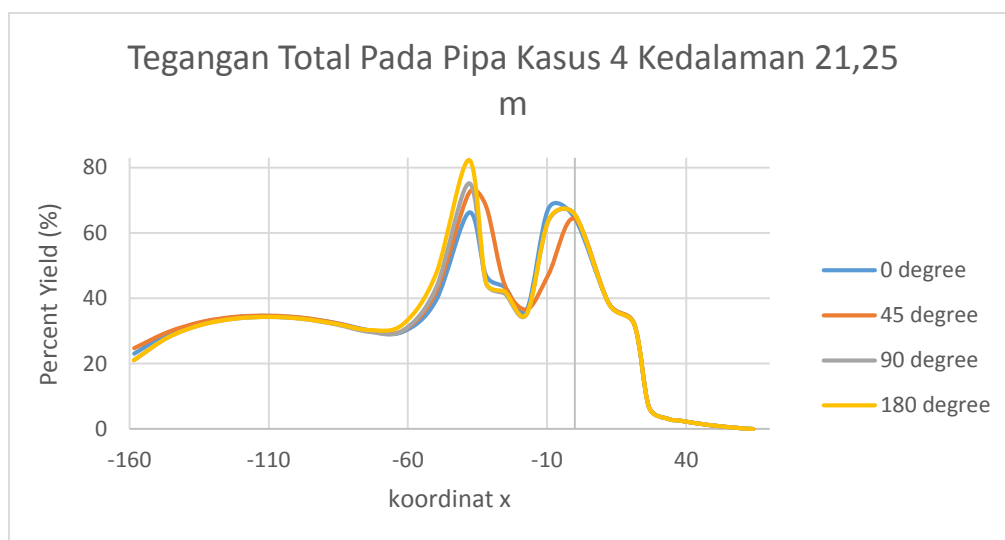
d. Heading 180°



Gambar 4.38 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 20,65 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -38,03 yang terletak pada ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 69,39% atau 288,11 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,94 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 43,11% atau 178,49 Mpa.

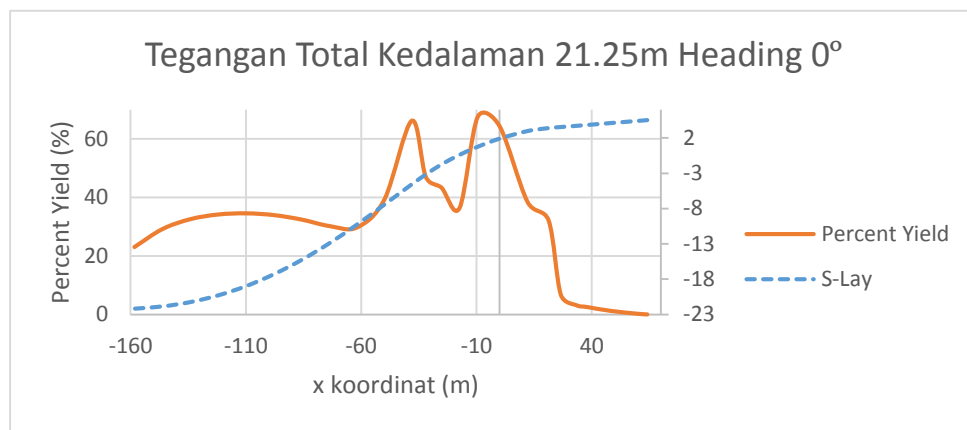
4. Kasus 4 Kedalaman 21,25 meter



Gambar 4.39 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 21,25 meter

Respon dari pipa pada kasus 4 dengan sudut *stinger* 8,88 derajat menunjukkan tren perbedaan tegangan yang terjadi pada saat pipa berada di *laybarge*, *stinger*, dan daerah *sagbend*. Perbedaan besar tegangan yang terjadi terlihat pada masing-masing arah pembebanan. Dari keempat arah pembebanan yaitu tegangan pipa terbesar pada *sagbend* serta *overbend* terjadi saat arah 180°. Nilai tegangan pipa terbesar pada daerah *sagbend* yaitu 47,51% atau 196,69 Mpa sedangkan untuk daerah *overbend* dengan nilai 82,28% atau 340,63 Mpa. Grafik hasil tegangan pipa beserta kurva *S-Lay* saat kedalaman 21.25 meter untuk setiap arah datang gelombang akan ditampilkan sebagai berikut :

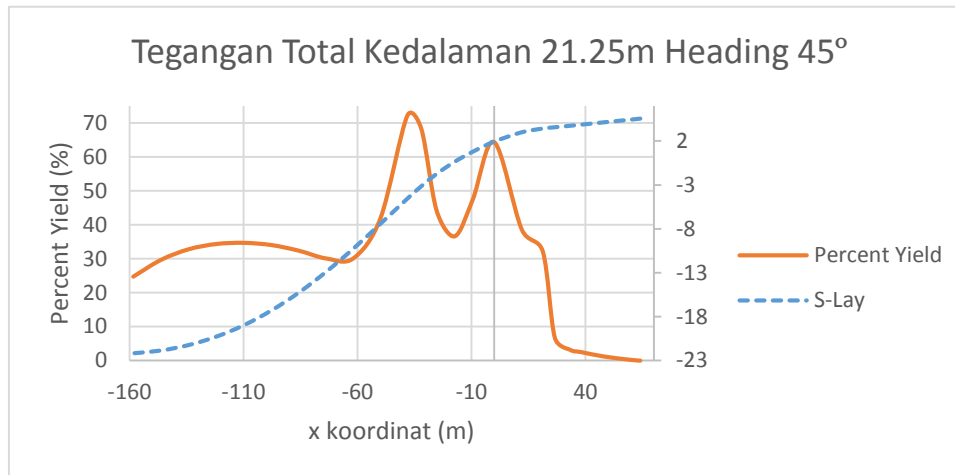
a. Heading 0°



Gambar 4.40 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 21,25 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -9,39 yang terletak pada ujung awal *stinger* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 67,61% atau 279,92 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,85 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 39,38% atau 163,03 Mpa.

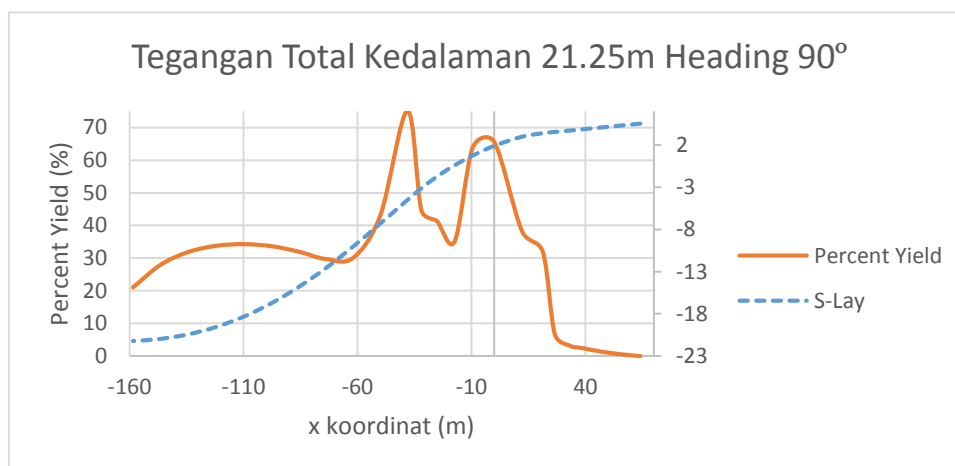
b. Heading 45°



Gambar 4.41 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 21,25 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -38,02 yang terletak pada ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 72,14% atau 298,67 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,87 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 41,87% atau 173,34 Mpa.

c. Heading 90°

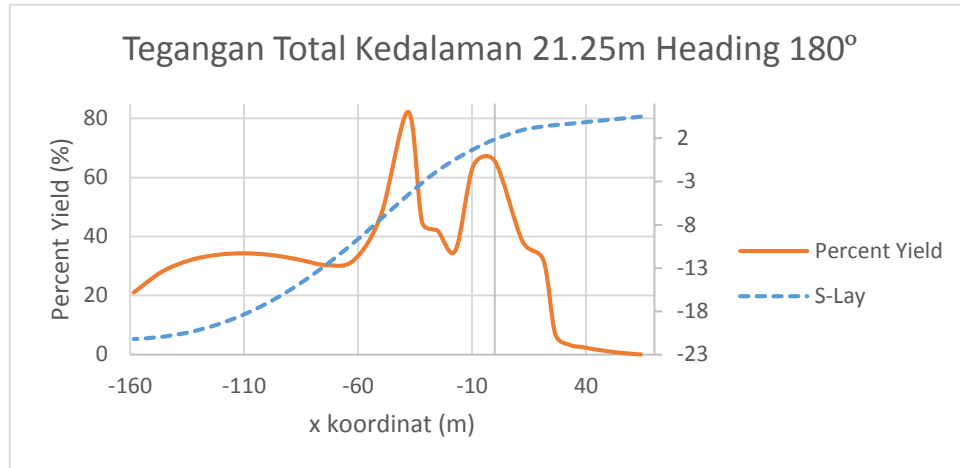


Gambar 4.42 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 21,25 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -38,01 yang terletak

pada ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 75,2% atau 311,32 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,89 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 43,18% atau 178,78 Mpa.

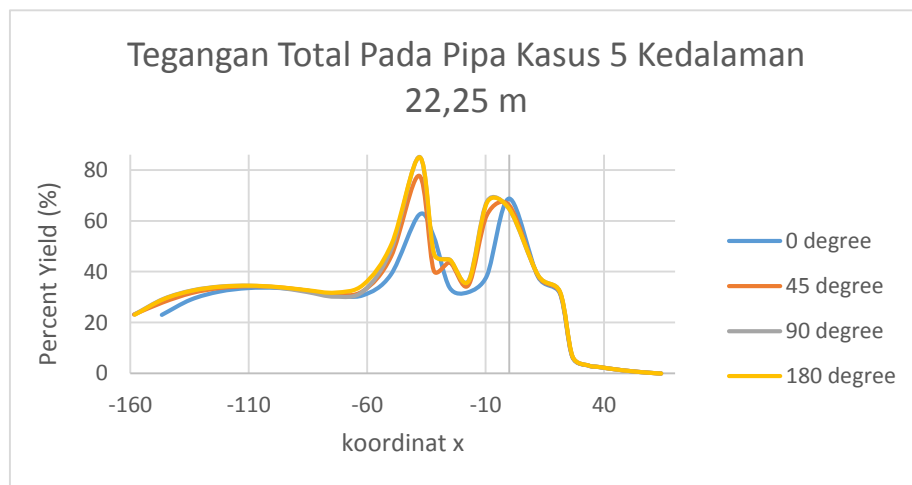
d. Heading 180⁰



Gambar 4.42 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 21,25 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -37,96 yang terletak pada ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 82,28% atau 340,63 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,83 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 47,51% atau 196,69 Mpa.

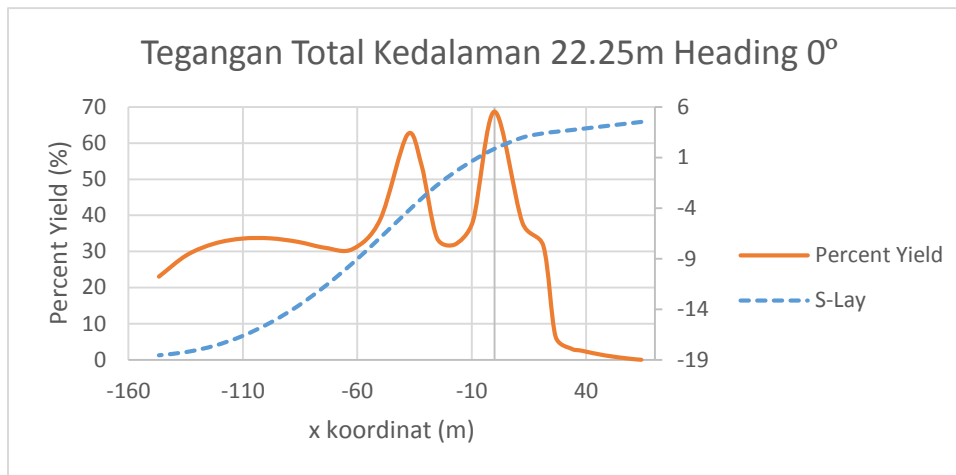
5. Kasus 5 Kedalaman 22,25 meter



Gambar 4.43 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 22,25 meter

Respon dari pipa pada kasus 5 dengan sudut *stinger* 8,88 derajat menunjukkan tren perbedaan tegangan yang terjadi pada saat pipa berada di *laybarge*, *stinger*, dan daerah *sagbend*. Perbedaan besar tegangan yang terjadi terlihat pada masing-masing arah pembebanan. Dari keempat arah pembebanan yaitu tegangan pipa terbesar pada *sagbend* serta *overbend* terjadi saat arah 180°. Nilai tegangan pipa terbesar pada daerah *sagbend* yaitu 51,01% atau 211,20 Mpa sedangkan untuk daerah *overbend* dengan nilai 85,04% atau 352,07 Mpa. Grafik hasil tegangan pipa beserta kurva *S-Lay* saat kedalaman 22.25 meter untuk setiap arah datang gelombang akan ditampilkan sebagai berikut :

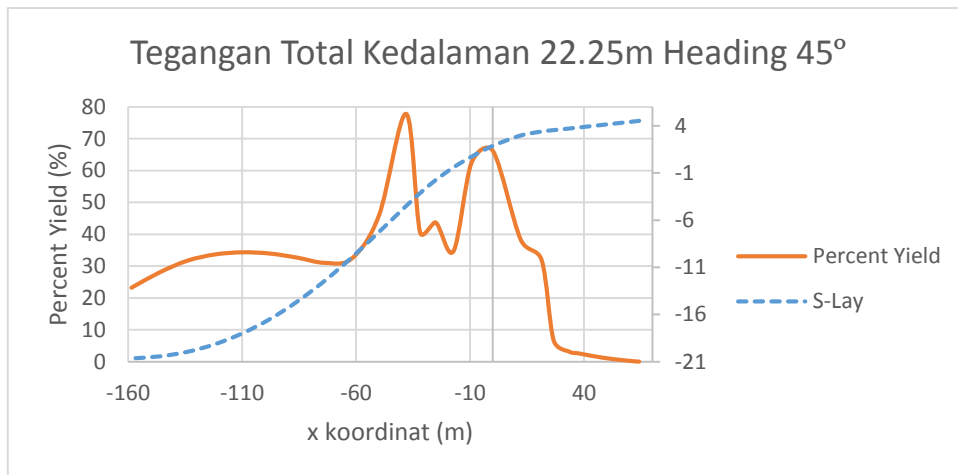
a. Heading 0°



Gambar 4.44 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 22,25 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x 0,01 yang terletak pada ujung *laybarge* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 68,76% atau 284,67 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,99 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 38,81% atau 160,68 Mpa.

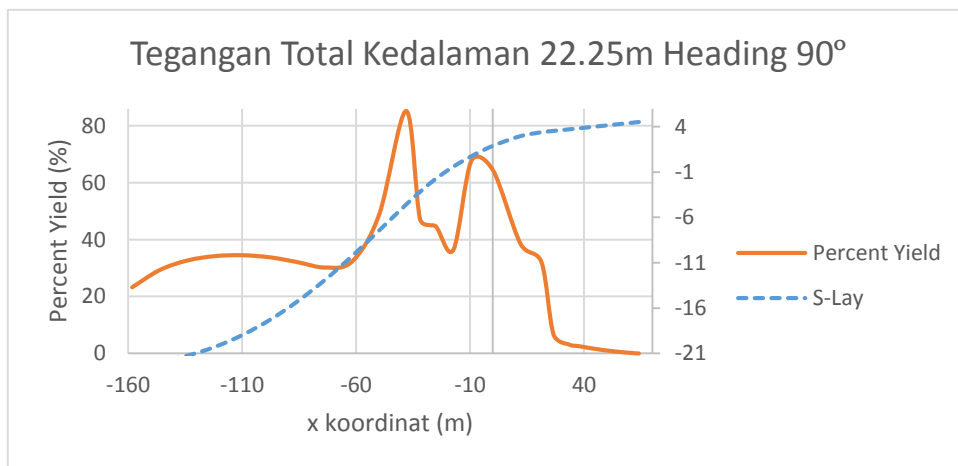
b. Heading 45°



Gambar 4.45 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 22,25 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -38,01 yang terletak pada ujung *laybarge* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 77,78% atau 322 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,89 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 46,01% atau 190,49 Mpa.

c. Heading 90°

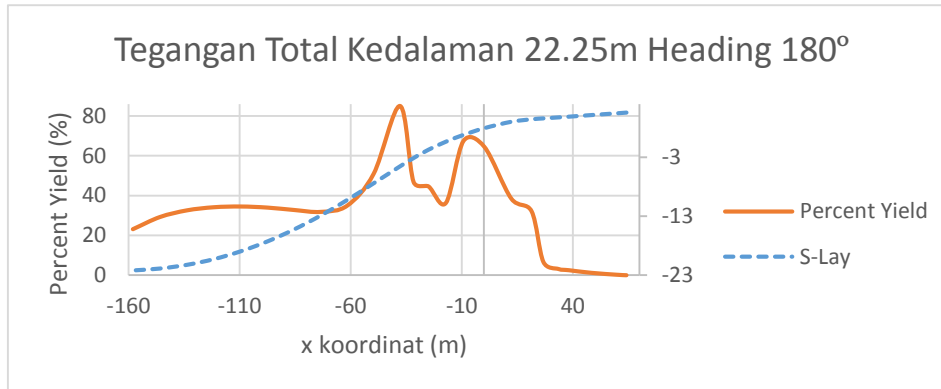


Gambar 4.46 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 22,25 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -37,93 yang terletak

pada ujung *laybarge* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 85,13% atau 352,42 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,78 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 48,86% atau 202,29 Mpa.

d. Heading 180°



Gambar 4.47 Grafik Tegangan Total Pada Pipa Kedalaman 22,25 meter

Gambar grafik diatas menampilkan bentuk kurva *S-Lay* berdasarkan letak koordinat x dan y hasil analisis software *offpipe*. Di setiap koordinat menampilkan tegangan yang terjadi pada pipa, dapat dilihat pada koordinat x -37,84 yang terletak pada ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar yaitu 85,04% atau 352,07 Mpa. Sedangkan pada daerah *sagbend* dengan koordinat x -49,69 yang terletak setelah ujung *stinger* menghasilkan tegangan sebesar 51,01% atau 211,2 Mpa.

4.4 Perhitungan *Local Buckling*

Setelah mendapatkan hasil dari pemodelan instalasi pipa dengan menggunakan software *Offpipe* maka didapatkan nilai maximum bending moment dan *maximum axial force* yang kemudian akan menjadi input untuk melakukan analisa *buckling*. *Local Buckling* dipengaruhi oleh *external pressure*, *axial pressure* dan *bending moment* yang kemudian dicari *permissible combination* untuk daerah *overbend* dan *sagbend*. *Local Buckling* adalah kombinasi kritis dari *longitudinal* dan *hoop stress*. Pada penelitian tugas akhir ini acuan standar yang digunakan untuk mengecek pipa mengalami *local buckling* atau tidak adalah DNV OS F-101. Dalam DNV OS F-101 bab *local buckling check external overpressure* notasi rumus 5.28 diberikan persamaan untuk menghitung *local buckling* yaitu :

$$(\gamma_{sc} \gamma_m \left(\frac{M_d}{\sigma_{ac} M_p} \right) + (\gamma_{sc} \gamma_m \left(\frac{S_d}{\sigma_{ac} M_p} \right))^2 + (\gamma_{sc} \gamma_m \left(\frac{P_e}{\sigma_{zpc}} \right))^2 \leq 1 \dots \dots \dots (4.1)$$

Dalam langkah penyelesaian kali ini menggunakan persamaan untuk external overpressure dikarenakan kondisi pada saat analisis pipa mengalami tekanan eksternal yang lebih besar daripada tekanan internal pipa karena saat instalasi pipa tidak dialiri *fluida*. Berikut tahap-tahap pengerjaan persamaan diatas.

1. *Safety class resistance factor* atau γ_{sc} sesuai tabel 5-3 pada DNV OS F-101 kita menentukan *high* untuk kondisi instalasi yang lebih aman bernilai 1,26.
2. *Material strength factor* atau α_U nilainya 1 sesuai tabel 5-4 pada DNV OS F-101 sementara *material resistance factor* atau γ_M nilainya 1 karena kita sesuaikan dengan limit states yang kita pilih. Sementara *resistance factor* atau γ_M nilainya 1 karena kita sesuaikan dengan *limit states* yang kita pilih. Sementara α_{Fab} atau *fabrication factor* kita tetapkan 0.93 sesuai dengan tipe pipa yang akan di instalasi dan *condition load effect* atau γ_c di pilih nilai 1 karena pipa diasumsikan terletak di dasar laut yang datar. Untuk *load effect factor combination* berturut-beturut kita pilih γ_{Fa} 1.2, γ_{Fb} 1.1, γ_{Ea} 0.7, γ_{Eb} 1.3.
3. Tahap selanjutnya adalah menghitung tekanan *exsternal* dimana dirumuskan dalam persamaan berikut :

$$p_e = \rho_{water} \times depth \times g \quad (4.2)$$

4. Menghitung *pressure containment resisntance* yang diberikan rumus persamaan sebagai berikut :

$$\rho_b(t) = \frac{2 \times t}{D-t} \times f_{cb} \times \frac{2}{\sqrt{3}} \quad (4.3)$$

5. Mengitung *system collapse* yang di lambangkan dengan P_c yang mempunyai rumus persamaan sebagai berikut :

$$P_c = y - 1/3 b \quad (4.4)$$

Faktor yang digunakan untuk menghitung *system collapse* telah diberikan secara lengkap di DNV OS F-101 *section 13 commentary* bab D 700 bagian *local buckling – collapse*.

6. Terakhir dari maksimum *axial tension* dan *bending moment* yang telah di dapatkan sebelumnya dirubah menjadi *design load effect* atau M_{sd} dan S_{sd} untuk memenuhi persamaan *local buckling check* diatas dimana diberikan persamaan sebagai berikut :

$$M_{sd} = M_f \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c + M_e \cdot \gamma_e + M_i \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c + M_a \cdot \gamma_a \cdot \gamma_c \quad (4.5)$$

$$Msd = S_f \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c + S_e \cdot \gamma_e + S_i \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c + S_a \cdot \gamma_a \cdot \gamma_c \quad (4.6)$$

Sehingga dari tahap-tahap diatas didapatkan check masing-masing kasus yang telah di susun pada tabel sebagai berikut :

Tabel 4.21 Ringkasan Hasil Perhitungan *Local Buckling Overbend*

<i>Case No</i>	<i>Water Depth</i>	<i>Sudut Stinger</i>	<i>Arah Pembebanan</i>	<i>Max Axial Tension</i>	<i>Max Bending Moment</i>	<i>Unity Check</i>	<i>VERIFY</i>
	(m)	degree	degree	Kn	Kn-M		
1	15	8.88	0	297,17	549,5	0,423253835	OK
	18.65	8.88	0	296,85	612,76	0,526481195	OK
	20.65	8.88	0	296,68	643,78	0,581377494	OK
	21.25	8.88	0	292,41	632,95	0,562265903	OK
	22.25	8.88	0	296,81	619,76	0,538365102	OK
2	15	8.88	45	291,15	593,28	0,49356187	OK
	18.65	8.88	45	296,7	642,72	0,5794667	OK
	20.65	8.88	45	290,05	664,02	0,618729561	OK
	21.25	8.88	45	289,91	678,03	0,644326342	OK
	22.25	8.88	45	289,63	733,76	0,754775995	OK
3	15	8.88	90	290,68	671,52	0,632501897	OK
	18.65	8.88	90	290,05	676,85	0,642834804	OK
	20.65	8.88	90	289,88	690,49	0,668219156	OK
	21.25	8.88	90	289,75	708,25	0,703232163	OK
	22.25	8.88	90	289,03	806,46	0,911953836	OK
4	15	8.88	180	290,85	642,18	0,57875715	OK
	18.65	8.88	180	290,2	652,78	0,597242102	OK
	20.65	8.88	180	290,08	659,92	0,610580132	OK
	21.25	8.88	180	289,27	778,29	0,849401241	OK
	22.25	8.88	180	289,05	805,63	0,9103418	OK

Dari hasil di atas dapat kita katakan bahwa pipa aman dari adanya *local buckling* karena *permissible combination* dari seluruh *static case* tidak lebih besar dari 1. Maka dapat dikatakan pipa pada daerah *overbend* semua memenuhi dan aman. Karena daerah yang ditinjau *overbend* dan *sagbend* berikut tabel hasil cek *local buckling* untuk daerah *sagbend* :

Tabel 4.22 Ringkasan Hasil Perhitungan *Local Buckling Sagbend*

Case No	Water Depth	Sudut Stinger	Arah Pembebanan	Max Axial Tension	Max Bending Moment	Unity Check	VERIFY
	(m)	Degree	degree	Kn	Kn-M		
1	15	8.88	0	290,55	329,73	0,152502461	OK
	18.65	8.88	0	289,39	350,66	0,172661442	OK
	20.65	8.88	0	289,47	345,08	0,167502384	OK
	21.25	8.88	0	289,67	348,65	0,171235432	OK
	22.25	8.88	0	289,29	354,29	0,176041976	OK
2	15	8.88	45	290,52	350,85	0,172848219	OK
	18.65	8.88	45	289,69	342,17	0,164700127	OK
	20.65	8.88	45	289,34	374,82	0,197764656	OK
	21.25	8.88	45	289,21	378,92	0,201346203	OK
	22.25	8.88	45	289,25	419,87	0,247385158	OK
3	15	8.88	90	290,39	387,21	0,210731366	OK
	18.65	8.88	90	289,56	384,74	0,208322471	OK
	20.65	8.88	90	289,36	383,59	0,11748369	OK
	21.25	8.88	90	289,27	391,91	0,215581626	OK
	22.25	8.88	90	288,98	448,08	0,281974035	OK
4	15	8.88	180	290,38	389,82	0,213835874	OK
	18.65	8.88	180	289,54	391,18	0,214575532	OK
	20.65	8.88	180	289,36	386,38	0,209550943	OK
	21.25	8.88	180	289,13	434,69	0,265411471	OK
	22.25	8.88	180	288,91	469,35	0,30957944	OK

Dari hasil di atas dapat kita katakan bahwa pipa aman dari adanya *local buckling* karena *permissible combination* dari seluruh *static case* tidak lebih besar dari 1. Maka dapat dikatakan pipa pada daerah *sagbend* semua memenuhi dan aman.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

1.1 Kesimpulan

1. Pada kondisi *barge* bergerak (dinamis) tegangan maksimum pipa pada daerah *overbend* mempunyai nilai 85,13% SMYS atau 352,42 Mpa saat arah datang 90 derajat, sedangkan daerah *sagbend* pipa mempunyai tegangan maksimum 51,01% SMYS atau 211,2 Mpa saat arah datang 180 derajat. Hasil perhitungan *cek local buckling* pada semua kondisi menunjukkan hasil yang aman selama proses instalasi.
2. Konfigurasi sudut yang digunakan dalam analisa selama proses instalasi agar tidak terjadi tegangan yang berlebihan pada pipa untuk setiap kedalaman 15 m, 18.65 m, 20.65 m, 21.25 m dan 22.25 m dengan sudut stinger 8.88°.

1.2 Saran

1. Untuk analisa dinamis pengecekan kriteria aman berdasarkan beban desain hanya dilakukan pada beberapa *heading* saja. Dalam penelitian berikutnya di harapkan untuk bisa di analisa semua *heading* yang belum di bahas.
2. Perlunya memperhitungkan dan memodelkan *stinger* pada permodelan *software MOSES* untuk mendapatkan motion pada *laybarge* yang lebih detail.

DAFTAR PUSTAKA

- Andini, F. T., (2001). **Analisa Dinamis Tegangan Pipa Selama Instalasi Akibat Pengaruh Floating Stinger**, Tugas Akhir, Jurusan Teknik Kelautan-FTK, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.
- Bai, Y., (2001). **Pipeline and Riser**, Elsevier Ocean Engineering Book Series, Volume 3, Oxford, UK.
- Det Norske Versitas (1981). **DNV OS F-101: Rules For Submarine Pipeline System**. Det Norsle Versitas, Norway.
- Gere, J., S. Timoshenko, (2009). **Mechanics of Material**. Cengage Learning, Canada.
- Guo, B., S. Song, J. Chacko, A. Ghalambor, (2005). **Offshore Pipeline**. Elsevier, UK.
- Halliwell, R. (1996). **An Introduction to Offshore Pipeline**. University Collage, Cork
- Kenny, J. P. (1993). **Structural Analysis of Pipeline Spans**. Safety Executive, USA.
- Mouselli, A.H., (1981). **Offshore Design, Analysis and Methods**, Penwell Books, Oklahoma.
- PT. Exxon Mobil (2013). **Pipelaying Analysis (Including Dynamic and Pipe Weld Repair)**. MMA MMJ Pipeline, MIKE-W-CAL-0023. Jakarta
- PT. Rare (2013). **ANSI B36.10 Seamless Pipe Sizes**. Midvaal.
- Rizaldi, A., (2011). **Analisa Buckling Pada Saat Instalasi Pipa Bawah Laut: Studi Kasus Saluran Pipa Baru “Karmila-Titi” Milik CNOOC di Offshore South East Sumatera**, Tugas Akhir, Jurusan Teknik Kelautan-FTK, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Soegiono, (2007). **Pipa Laut**. Airlangga University Press, Surabaya.

MMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM
MMMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM
MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM
MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM
MMM MMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM
MMM MMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM
MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM
MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM
MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM
MMMMMMMMMMMMM MMM MMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM
MMMMMMM MMM MMM MMM MMM

*
* O F F P I P E -- OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM *
*
* COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY. ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE. *
*
* VERSION NO. - 2.05 AC *
* RELEASED ON - 10/24/1993 *
* LICENSED TO - RICKY TAWEKAL *
*

*
* OFFPIPE IS A NONLINEAR, 3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE *
* STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES. *
* THIS VERSION OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER- *
* ERATIONS AND DAVIT LIFTS. *
*
* OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR. *
* AND ARE MADE AVAILABLE UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE. THIS PROGRAM *
* AND ITS DOCUMENTATION CANNOT BE USED OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS WRITTEN PER- *
* MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR. *
*
* WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION *
* ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY, EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN. NO LIABILITY *
* WILL BE ACCEPTED BY ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY LOSSES OR DAMAGES WHICH MAY *
* RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS. *
*
* OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE. FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC- *
* ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT: *
*
* ROBERT C. MALAHY, JR. TELEPHONE: (713) 664-8635 *
* 8007 MULLINS FACSIMILE: (713) 664-0962 *
* HOUSTON, TEXAS 77081 *
* U.S.A. *

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	PAGE 3
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS	
JOB NO. -	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI	DATE - 3/16/2017 TIME - 6:36:22 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

PRINTED OUTPUT SELECTED

=====

PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUTNO
USE DNV STRESS FORMULANO
STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ..YES
STATIC SOLUTION SUMMARYYES
OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRYNO
STINGER BALLAST SCHEDULE DATANO
DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES ..NO
DYNAMIC RANGE OF PIPE DATANO
DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATANO
PLOT DATA FILE SUMMARY TABLESNO

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

=====

PLOT TABLE INDEX	1
PLOT NUMBER	1
PLOT TYPE OPTION NUMBER	1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER	2
AXIS LABEL FOR ORDINATE	"PIPELINE Y COORDINATE - ELEV "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER	1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA	"PIPELINE X COORDINATE "
PLOT TITLE "PIPELINE PROFILE "	
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE000

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

=====

PLOT TABLE INDEX	3
PLOT NUMBER	1
PLOT TYPE OPTION NUMBER	1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER	15
AXIS LABEL FOR ORDINATE	"PIPELINE PERCENTAGE YIELD STRESS"
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER	1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA	"PIPELINE X COORDINATE "
PLOT TITLE "PIPELINE MAXIMUM STRESS "	
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000

MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE000

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	PAGE	4
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS		
JOB NO. -	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL	
USER ID - DINI	DATE - 3/16/2017	TIME - 6:36:22 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

PIPE PROPERTIES

=====

PIPE PROPERTY TABLE ROW	1
PIPE SECTION LENGTH000 M
STEEL MODULUS OF ELASTICITY	207000. MPA
AREA OF STEEL CROSS SECTION000 CM**2
COATED PIPE AVG MOMENT OF INERTIA00 CM**4
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH IN AIR	1007.00 N/M
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH SUBMERGED ..	763.00 N/M
MAXIMUM ALLOWABLE PIPE STRAIN230000 PCT
STEEL OUTSIDE DIAMETER	50.8000 CM
STEEL WALL THICKNESS	1.2700 CM
YIELD STRESS	414.00 MPA
STRESS/STRAIN INTENSE FACTOR0000
HYDRODYNAMIC OUTSIDE DIAMETER000 CM
DRAG COEFFICIENT7000
HYDRODYNAMIC TOTAL AREA000 CM**2
ADDED MASS COEFFICIENT	1.0000
POISSON'S RATIO3000
COEFFICIENT OF THERMAL EXPANSION ..	.00011700 1/DEG C

PIPE COATING PROPERTIES

=====

PIPE PROPERTY TABLE INDEX	1
CORROSION COATING THICKNESS	10.000 CM
CONCRETE COATING THICKNESS	5.461 CM
STEEL WEIGHT DENSITY	76982. N/M**3
CORROSION COATING WEIGHT DENSITY ..	2628. N/M**3
CONCRETE COATING WEIGHT DENSITY ..	0. N/M**3
DESIRED PIPE SPECIFIC GRAVITY0000
AVERAGE PIPE JOINT LENGTH	12.200 M
FIELD JOINT LENGTH300 M
JOINT FILL WEIGHT DENSITY	0. N/M**3
DENSITY OF PIPE CONTENTS	0. N/M**3

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	PAGE	5
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS		
JOB NO. -	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL	
USER ID - DINI	DATE - 3/16/2017	TIME - 6:36:22 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

LAYBARGE DESCRIPTION

=====

NUMBER OF PIPE NODES	9
BARGE GEOMETRY SPECIFIED BY	1 X-Y COORDINATES
OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS000 M
TANGENT POINT X-COORDINATE000 M
TANGENT POINT Y-COORDINATE000 M
PIPE ANGLE RELATIVE TO DECK0000 DEG
HEIGHT OF DECK ABOVE WATER	2.500 M
LAYBARGE FORWARD (X) OFFSET000 M
BARGE TRIM ANGLE5000 DEG
STERN SHOE X COORDINATE000 M
STERN SHOE Y COORDINATE000 M
ROTATION CENTER X COORDINATE	42.670 M
ROTATION CENTER Y COORDINATE	-2.750 M
ROTATION CENTER Z COORDINATE000 M
BARGE HEADING0000 DEG
BARGE OFFSET FROM RIGHT-OF-WAY000 M
PIPE RAMP PIVOT X COORDINATE000 M
PIPE RAMP PIVOT Y COORDINATE000 M
PIPE RAMP PIVOT ROTATION ANGLE000 DEG

NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)	SUPPORT TYPE	DAVIT SPACING (M)
=====	=====	=====	=====
64.220	1.838	1 SIMPLE SUPPORT	.000
59.740	1.760	1 SIMPLE SUPPORT	.000
48.240	1.560	1 SIMPLE SUPPORT	.000
38.110	1.383	2 PIPE TENSIONER	.000
33.440	1.302	1 SIMPLE SUPPORT	.000
26.660	1.183	2 PIPE TENSIONER	.000
21.340	1.092	1 SIMPLE SUPPORT	.000
12.150	.757	1 SIMPLE SUPPORT	.000
-.040	-.390	1 SIMPLE SUPPORT	.000

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	PAGE	6
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS		
JOB NO. -	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL	
USER ID - DINI	DATE - 3/16/2017	TIME - 6:36:22 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX	1
SUPPORT ELEMENT TYPE	1 SIMPLE SUPPORT
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ...	0.000E+00 KN/M

```

VERTICAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION ..... .0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . .000 DEG

SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL ..... .000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. .... .000 M
BED ROLLER LENGTH ..... 2.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED .... .000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES
=====
SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX ..... 2
SUPPORT ELEMENT TYPE ..... 2 TENSIONER
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION ..... .0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . .000 DEG

SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL ..... .000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. .... .000 M
BED ROLLER LENGTH ..... 4.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED .... .000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 7
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI DATE - 3/16/2017 TIME - 6:36:22 CASE 1
=====

I N P U T D A T A E C H O

STINGER DESCRIPTION
=====
NUMBER OF PIPE/STINGER NODES ..... 5
STINGER GEOMETRY SPECIFIED BY ..... 1 X-Y COORD AND TANGENT PT
STINGER TYPE ..... 1 FIXED GEOMETRY OR RAMP
OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS ..... .00 M
HITCH X-COORDINATE ..... -1.497 M
HITCH Y-COORDINATE ..... -1.800 M

X COORDINATE OF LOCAL ORIGIN ..... -1.497 M
Y COORDINATE OF LOCAL ORIGIN ..... -1.800 M
ROTATION ABOUT STINGER HITCH ..... 8.880 DEG
TANGENT POINT X-COORDINATE ..... .000 M
TANGENT POINT Y-COORDINATE ..... .000 M
TANGENT POINT ANGLE ..... .000 DEG

NODE X      NODE Y      SUPPORT      ELEMENT      ELEMENT
COORD      COORD      TYPE          TYPE          LENGTH
(M )      (M )
=====
-8.820      1.644      7 USER DEFINED 2 HINGED END  .000
-16.820     1.944      7 USER DEFINED 1 FIXED END   .000
-24.820     1.994      7 USER DEFINED 1 FIXED END   .000
-31.698     1.544      7 USER DEFINED 1 FIXED END   .000
-37.948     .944       7 USER DEFINED 1 FIXED END   .000

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES
=====
SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX ..... 7
SUPPORT ELEMENT TYPE ..... 1 SIMPLE SUPPORT
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION ..... .0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . 30.000 DEG

SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL ..... .000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. .... .000 M
BED ROLLER LENGTH ..... 2.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED .... .000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 8
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI DATE - 3/16/2017 TIME - 6:36:22 CASE 1
=====

I N P U T D A T A E C H O

SAGBEND GEOMETRY
=====
SAGBEND PIPE ELEMENT LENGTH ..... 12.200 M
WATER DEPTH ..... 15.00 M
ESTIMATED SAGBEND X LENGTH ..... .00 M
ESTIMATED PIPE LENGTH ON SEABED ... .00 M
X-COORD OF PIPE FREE END ON SEABED . .00 M
ESTIMATED SPAN DEPTH FOR BOW LINE . .00 M
PIPE VERTICAL ANGLE AT SEABED ..... .000 DEG
X-COORDINATE OF SPECIFIED DEPTH ... .00 M
MAXIMUM SLOPE (ANGLE) OF SEABED ... .000 DEG
DIRECTION OF MAXIMUM SLOPE ..... .000 DEG

SOIL ELEMENT PROPERTIES
=====
VERTICAL STIFFNESS ..... .00 KN/M**2
DEFLECTION UNDER REFERENCE LOAD ... .0000 CM
LATERAL STIFFNESS ..... .00 KN/M**2

```

```

SOIL COEFFICIENT OF FRICTION ..... .300
NUMBER OF INTEGRATION POINTS ..... 0

PIPE TENSION
=====
STATIC PIPE TENSION ON LAYBARGE ... 235.200 KN
MINIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... .000 KN
MAXIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... .000 KN

END OF INPUT DATA

STATIC SOLUTION CONVERGED IN ( 15 ) ITERATIONS

***** WARNING / INFORMATIVE MESSAGE NO. - 25 *****

The Newtons method iteration failed to converge in ( 51 ) iterations in time step ( 1 ) of the dynamic solution. The maximum residual force for the last iteration was ( 1.2989E+02 ). The corresponding maximum corrective displacement was ( 1.4521E-03 ).

***** WARNING / INFORMATIVE MESSAGE NO. - 25 *****

The Newtons method iteration failed to converge in ( 51 ) iterations in time step ( 2 ) of the dynamic solution. The maximum residual force for the last iteration was ( 1.2989E+02 ). The corresponding maximum corrective displacement was ( 1.2996E-03 ).

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC DATE - 3/16/2017 TIME - 6:36:22 PAGE 9
PROJECT - TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS JOB NO. -
USER ID - DINI LICENSED TO: RICKY TAWEKAL CASE 1
=====

S T A T I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

=====
NODE PIPE X Y VERT PIPE SUPPORT SEPARA AXIAL BENDING TENSILE BENDING TOTAL PERCNT
NO. SECTION COORD COORD ANGLE LENGTH REACTION -TION TENSION MOMENT STRESS STRESS STRESS YIELD
(M ) (M ) (DEG ) (M ) (KN ) (M ) (KN ) (KN-M) (MPA ) (MPA ) (MPA ) (PCT )
=====
1 LAYBARGE 64.18 4.53 1.50 .00 .771 .000 .00 .000 .00 .00 .00 .00
3 LAYBARGE 59.70 4.41 1.50 4.48 8.788 .000 -.12 -4.261 -.01 -1.78 1.79 .43
5 LAYBARGE 48.20 4.11 1.50 15.98 13.442 .000 -.42 -11.812 -.02 -4.95 4.97 1.20
7 TENSIONR 38.07 3.84 1.49 26.11 -2.162 .000 116.92 2.107 5.92 .88 6.80 1.64
9 LAYBARGE 33.40 3.72 1.52 30.78 30.610 .000 116.79 -25.666 5.91 -10.75 16.66 4.02
11 TENSIONR 26.63 3.54 1.43 37.57 -84.936 .000 234.19 39.605 11.85 16.59 28.44 6.87
13 LAYBARGE 21.31 3.41 1.70 42.89 45.430 .000 233.69 -300.798 11.83 -126.00 137.82 33.29
15 LAYBARGE 12.12 2.99 3.74 52.08 89.676 .000 231.79 -661.833 11.73 -277.22 288.95 69.80
17 LAYBARGE -.07 1.87 6.48 64.33 .000 .130 232.05 -346.334 11.74 -145.07 156.81 37.88

20 STINGER -9.49 .69 7.75 73.82 .000 .178 231.07 -259.915 11.69 -108.87 120.56 29.12
22 STINGER -17.42 -.46 8.72 81.83 .000 .040 229.96 -288.706 11.59 -120.93 132.57 32.02
24 STINGER -25.31 -1.75 9.96 89.83 54.938 .000 228.65 -391.370 11.39 -163.93 175.50 42.39
26 STINGER -32.09 -3.01 10.89 96.72 .000 .317 228.20 -197.635 11.24 -82.78 94.32 22.78
28 STINGER -38.25 -4.22 11.25 103.00 .000 .729 227.42 -55.217 11.07 -23.13 34.63 8.37

30 SAGBEND -50.22 -6.59 10.99 115.20 .000 .000 225.55 132.339 10.73 55.43 66.84 16.14
31 SAGBEND -62.22 -8.81 9.92 127.41 .000 .000 223.69 242.008 10.41 101.37 112.68 27.22
32 SAGBEND -74.26 -10.76 8.38 139.61 .000 .000 222.07 302.902 10.13 126.88 138.10 33.36
33 SAGBEND -86.36 -12.35 6.60 151.81 .000 .000 220.79 330.486 9.90 138.43 149.59 36.13
34 SAGBEND -98.50 -13.56 4.75 164.01 .000 .000 219.86 331.222 9.73 138.74 149.85 36.20
35 SAGBEND -110.67 -14.38 2.96 176.21 .000 .000 219.31 304.577 9.62 127.58 138.66 33.49
36 SAGBEND -122.86 -14.84 1.42 188.41 .007 .000 219.09 243.008 9.56 101.79 112.87 27.26

37 SEABED -135.06 -15.01 .35 200.61 6.739 .000 219.13 130.346 9.54 54.60 65.70 15.87
38 SEABED -147.26 -15.04 -.03 212.81 15.503 .000 219.20 21.624 9.54 9.06 20.28 4.90
39 SEABED -159.46 -15.03 -.04 225.01 11.899 .000 219.19 -6.785 9.54 -2.84 14.14 3.42
40 SEABED -171.66 -15.02 -.01 237.21 9.448 .000 219.19 -4.198 9.54 -1.76 13.08 3.16
41 SEABED -183.86 -15.02 .00 249.41 9.083 .000 219.19 -.573 9.54 -.24 11.59 2.80
42 SEABED -196.06 -15.02 .00 261.61 9.232 .000 219.19 .169 9.54 .07 11.43 2.76
43 SEABED -208.26 -15.02 .00 273.81 .000 .000 219.19 .000 9.54 .00 11.36 2.74

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 10
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI DATE - 3/16/2017 TIME - 6:36:22 CASE 1
=====

S T A T I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES ( 1 )
=====
PIPE SECTION LENGTH .. .00 M ELASTIC MODULUS ..... 207000. MPA
OUTSIDE DIAMETER ..... 50.800 CM CROSS SECTIONAL AREA .. 197.62 CM2
WALL THICKNESS ..... 1.270 CM MOMENT OF INERTIA .... 60639.28 CM4
WEIGHT/LENGTH IN AIR .. 1007.000 N/M YIELD STRESS ..... 414.00 MPA
SUBMERGED WGHT/LENG .. 763.000 N/M STRESS INTENS FACTOR .. 1.000
SPECIFIC GRAVITY ..... 4.127 STEEL DENSITY ..... 76982.0 N/M3
WRAP COAT THICKNESS .. 10.000 CM WRAP COAT DENSITY .... 2628.0 N/M3
CONCRETE THICKNESS ... 5.461 CM CONCRETE DENSITY ..... .0 N/M3

BARGE DATA
=====
TOTAL PIPE TENSION ... 235.20 KN RADIUS OF CURVATURE .. .00 M
NUMBER OF TENSIONERS .. 2 BARGE TRIM ANGLE ..... .500 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS .. 7 PIPE ANGLE AT STERN .. 6.483 DEG

STINGER DATA
=====
NO. OF PIPE SUPPORTS .. 5 STINGER STERN DEPTH .. -4.22 M
NO. STINGER SECTIONS .. 5 PIPE ANGLE AT STERN .. 11.247 DEG
RADIUS OF CURVATURE .. .00 M STINGER LENGTH ..... 38.15 M

SAGBEND DATA
=====
WATER DEPTH ..... 15.00 M HORIZ PIPE TENSION ... 219.19 KN
TOUCHDOWN X-COORD. ... -133.03 M BOTTOM SLOPE ANGLE ... .000 DEG

```

===== SOLUTION SUMMARY =====									
NODE	PIPE	X	Y	VERT	REACT	BENDING	BENDING	TOTAL	PCT
NO.	SECTION	COORD	COORD	ANGLE	-ION	MOMENT	STRESS	STRESS	YLD
=====									
1	LAYBARGE	64.2	4.5	1.5	.8	.0	.0	.0	0.
3	LAYBARGE	59.7	4.4	1.5	8.8	-4.3	-1.8	1.8	0.
5	LAYBARGE	48.2	4.1	1.5	13.4	-11.8	-4.9	5.0	1.
7	TENSIONR	38.1	3.8	1.5	-2.2	2.1	.9	6.8	2.
9	LAYBARGE	33.4	3.7	1.5	30.6	-25.7	-10.8	16.7	4.
11	TENSIONR	26.6	3.5	1.4	-84.9	39.6	16.6	28.4	7.
13	LAYBARGE	21.3	3.4	1.7	45.4	-300.8	-126.0	137.8	33.
15	LAYBARGE	12.1	3.0	3.7	89.7	-661.8	-277.2	289.0	70.
17	LAYBARGE	-.1	1.9	6.5	.0	-346.3	-145.1	156.8	38.
20	STINGER	-9.5	.7	7.7	.0	-259.9	-108.9	120.6	29.
22	STINGER	-17.4	-.5	8.7	.0	-288.7	-120.9	132.6	32.
24	STINGER	-25.3	-1.8	10.0	54.9	-391.4	-163.9	175.5	42.
26	STINGER	-32.1	-3.0	10.9	.0	-197.6	-82.8	94.3	23.
28	STINGER	-38.3	-4.2	11.2	.0	-55.2	-23.1	34.6	8.
34	SAGBEND	-98.5	-13.6	4.7	.0	331.2	138.7	149.8	36.
37	SEABED	-135.1	-15.0	.4	6.7	130.3	54.6	65.7	16.

LAMPIRAN B
HASIL PEMODELAN *BARGE* DENGAN
SOFTWARE MOSES

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

Results Are Reported In Body System

Draft = 3.10 Roll Angle = 0.00 Pitch Angle = 0.00

Wet Radii Of Gyration About CG

$$K-X = 14.24 \quad K-Y = 24.86 \quad K-Z = 28.49$$

GMT = 13.50 GML = 199.50

[illegible]

-----		Part	NEPTUNE	-----	
LOAD_GRO	6392.1	44.06	0.00	4.60	
=====	=====	=====	=====	=====	
Total	6392.1	44.06	0.00	4.60	
Buoyancy	6392.1	44.06	0.00	1.58	

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

Results Are Reported In Body System

Draft = 3.10 Roll Angle = 0.00 Pitch Angle = 0.00

Wet Radii Of Gyration About CG

$$K-X = 14.24 \quad K-Y = 24.86 \quad K-Z = 28.49$$

GMT = 13.50 GML = 199.50

Name	Weight	/-- Center of Gravity ---/ ---X--- ---Y--- ---Z---	Sounding -----	% Full -----
------	--------	---	-------------------	-----------------

		Part	NEPTUNE		
LOAD_GRO	6392.1	44.06	0.00	4.60	
=====		=====	=====	=====	
Total	6392.1	44.06	0.00	4.60	
Buoyancy	6392.1	44.06	0.00	1.58	

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

Location and Net Force at Body Origin

Body		X	Y	Z	RX	RY	RZ
NEPTUNE	Location	0.00	0.00	-3.10	0.00	0.00	0.00
	N Force	0.00	0.00	0.00	0.	0.	0.

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++

Of Point On Body NEPTUNE At X = 44.1 Y = 0.0 Z = 4.6

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

ENCOUNTER		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
Frequency	Period	Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25.00	0.329	74	0.000	0	0.053	137	0.000	0	0.045	50	0.000	0
0.3142	20.00	0.126	91	0.000	0	0.053	149	0.000	0	0.064	64	0.000	0
0.3307	19.00	0.097	99	0.000	0	0.052	152	0.000	0	0.069	67	0.000	0
0.3491	18.00	0.073	109	0.000	0	0.051	155	0.000	0	0.074	70	0.000	0

0.3696	17.00	0.053	125	0.000	0	0.050	159	0.000	0	0.079	74	0.000	0
0.3927	16.00	0.040	147	0.000	0	0.049	163	0.000	0	0.085	78	0.000	0
0.4189	15.00	0.034	177	0.000	0	0.047	168	0.000	0	0.091	83	0.000	0
0.4333	14.50	0.033	-167	0.000	0	0.046	171	0.000	0	0.095	86	0.000	0
0.4488	14.00	0.034	-153	0.000	0	0.045	174	0.000	0	0.098	89	0.000	0
0.4654	13.50	0.035	-141	0.000	0	0.044	177	0.000	0	0.102	92	0.000	0
0.4833	13.00	0.037	-130	0.000	0	0.042	-178	0.000	0	0.105	96	0.000	0
0.5027	12.50	0.039	-120	0.000	0	0.041	-174	0.000	0	0.109	100	0.000	0
0.5236	12.00	0.040	-111	0.000	0	0.038	-170	0.000	0	0.113	104	0.000	0
0.5464	11.50	0.041	-102	0.000	0	0.036	-165	0.000	0	0.116	109	0.000	0
0.5712	11.00	0.042	-94	0.000	0	0.033	-159	0.000	0	0.120	114	0.000	0
0.5984	10.50	0.042	-85	0.000	0	0.030	-153	0.000	0	0.122	120	0.000	0
0.6283	10.00	0.041	-76	0.000	0	0.026	-146	0.000	0	0.124	127	0.000	0
0.6614	9.50	0.039	-65	0.000	0	0.022	-138	0.000	0	0.124	135	0.000	0
0.6981	9.00	0.037	-54	0.000	0	0.016	-129	0.000	0	0.123	145	0.000	0
0.7392	8.50	0.033	-41	0.000	0	0.010	-119	0.000	0	0.117	156	0.000	0
0.7854	8.00	0.027	-25	0.000	0	0.003	-115	0.000	0	0.107	169	0.000	0
0.8378	7.50	0.021	-6	0.000	0	0.005	105	0.000	0	0.089	-175	0.000	0
0.8976	7.00	0.012	17	0.000	0	0.012	122	0.000	0	0.062	-157	0.000	0
0.9666	6.50	0.003	57	0.000	0	0.017	148	0.000	0	0.025	-145	0.000	0
1.0472	6.00	0.006	-100	0.000	0	0.017	-176	0.000	0	0.025	118	0.000	0
1.1424	5.50	0.010	-47	0.000	0	0.008	-135	0.000	0	0.057	148	0.000	0
1.2566	5.00	0.005	21	0.000	0	0.008	126	0.000	0	0.042	-162	0.000	0
1.3963	4.50	0.004	-63	0.000	0	0.010	-156	0.000	0	0.035	138	0.000	0
1.5708	4.00	0.001	60	0.000	0	0.012	158	0.000	0	0.025	-168	0.000	0
2.0944	3.00	0.001	18	0.000	0	0.004	30	0.000	0	0.015	29	0.000	0

Page 5 Licensee - Global Maritime Rev 7.00.018 Ser614

```
*****
*                                     *** MOSES ***
*                                     -----
*                                     22 July, 2017
*
*      PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO
*      MOSES MODEL STBD VIEW
*      Draft = 3.1 Meters          Trim Angle = 0.00 Deg.          GMT = 13.50 Meters
*      Roll Gy. Radius = 14.2 Meters  Pitch Gy. Radius = 24.9 Meters  Yaw Gy. Radius = 28.5 Meters
*      Heading = 22.50 Deg.          Forward Speed = 0.00 Knots      Linearization Based on 1/ 20
*
*****
```

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++
=====

Of Point On Body NEPTUNE At X = 44.1 Y = 0.0 Z = 4.6

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
Frequency		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
-(Rad/Sec)-		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
		Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25.00	0.309	68	0.536	83	0.053	133	0.063	-119	0.041	45	0.522	159
0.3142	20.00	0.124	83	0.318	82	0.053	143	0.072	-117	0.058	57	0.367	163
0.3307	19.00	0.097	89	0.277	83	0.052	146	0.074	-116	0.063	60	0.336	165
0.3491	18.00	0.074	97	0.239	83	0.052	149	0.076	-114	0.068	63	0.306	166
0.3696	17.00	0.054	109	0.203	85	0.051	153	0.078	-112	0.073	67	0.275	169
0.3927	16.00	0.039	126	0.170	86	0.050	157	0.081	-110	0.079	71	0.247	171
0.4189	15.00	0.030	152	0.138	89	0.049	162	0.083	-106	0.085	76	0.219	175
0.4333	14.50	0.027	167	0.125	89	0.048	165	0.085	-104	0.089	79	0.206	176
0.4488	14.00	0.026	-176	0.111	91	0.047	168	0.086	-102	0.092	82	0.192	179
0.4654	13.50	0.027	-161	0.098	94	0.046	171	0.088	-99	0.096	85	0.179	-177
0.4833	13.00	0.028	-147	0.085	96	0.045	175	0.090	-96	0.100	88	0.165	-174
0.5027	12.50	0.030	-135	0.074	100	0.043	178	0.092	-93	0.104	92	0.152	-170
0.5236	12.00	0.031	-125	0.063	103	0.042	-176	0.094	-89	0.108	96	0.140	-166
0.5464	11.50	0.033	-115	0.053	108	0.040	-172	0.097	-85	0.112	101	0.127	-162
0.5712	11.00	0.034	-106	0.044	112	0.037	-166	0.101	-81	0.115	106	0.115	-156
0.5984	10.50	0.035	-97	0.036	118	0.034	-161	0.105	-76	0.119	111	0.103	-151
0.6283	10.00	0.035	-88	0.029	124	0.031	-154	0.110	-71	0.122	118	0.092	-144
0.6614	9.50	0.034	-78	0.022	131	0.027	-146	0.118	-66	0.124	125	0.080	-136
0.6981	9.00	0.033	-67	0.016	139	0.022	-137	0.129	-61	0.124	134	0.069	-127
0.7392	8.50	0.030	-55	0.011	146	0.016	-127	0.151	-61	0.122	144	0.057	-116
0.7854	8.00	0.027	-41	0.005	144	0.009	-115	0.200	-91	0.115	157	0.045	-103
0.8378	7.50	0.021	-23	0.001	-161	0.001	-109	0.050	162	0.102	171	0.033	-87
0.8976	7.00	0.015	-2	0.001	18	0.007	105	0.045	53	0.080	-170	0.022	-67
0.9666	6.50	0.007	26	0.002	51	0.014	130	0.054	59	0.046	-150	0.010	-41
1.0472	6.00	0.002	-130	0.003	87	0.017	163	0.045	85	0.009	170	0.001	-17
1.1424	5.50	0.008	-73	0.002	135	0.012	-154	0.024	120	0.043	127	0.005	-139
1.2566	5.00	0.007	-10	0.000	0	0.002	121	0.004	72	0.053	175	0.004	-81
1.3963	4.50	0.001	-106	0.000	0	0.011	170	0.011	89	0.013	151	0.000	0
1.5708	4.00	0.003	20	0.000	0	0.005	113	0.004	64	0.046	-174	0.001	-72
2.0944	3.00	0.000	0	0.000	0	0.003	26	0.002	110	0.006	-21	0.000	0

Page 6 Licensee - Global Maritime Rev 7.00.018 Ser614

```
*****
*                                     *** MOSES ***
*                                     -----
*                                     22 July, 2017
*
*      PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO
*      MOSES MODEL STBD VIEW
*      Draft = 3.1 Meters          Trim Angle = 0.00 Deg.          GMT = 13.50 Meters
*      Roll Gy. Radius = 14.2 Meters  Pitch Gy. Radius = 24.9 Meters  Yaw Gy. Radius = 28.5 Meters
*      Heading = 45.00 Deg.          Forward Speed = 0.00 Knots      Linearization Based on 1/ 20
*
*****
```

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++
=====

Of Point On Body NEPTUNE At X = 44.1 Y = 0.0 Z = 4.6

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
Frequency		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
-(Rad/Sec)-		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
		Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25.00	0.245	47	0.950	75	0.051	123	0.109	-127	0.029	34	0.708	149
0.3142	20.00	0.112	54	0.590	71	0.053	130	0.132	-129	0.043	42	0.516	150
0.3307	19.00	0.091	56	0.520	71	0.054	133	0.137	-129	0.047	44	0.476	151
0.3491	18.00	0.072	60	0.454	71	0.054	135	0.143	-128	0.051	47	0.437	152
0.3696	17.00	0.055	64	0.390	72	0.054	138	0.148	-127	0.056	49	0.396	154
0.3927	16.00	0.040	70	0.329	73	0.054	141	0.155	-125	0.061	53	0.357	156
0.4189	15.00	0.027	80	0.274	74	0.053	145	0.163	-123	0.067	57	0.319	159
0.4333	14.50	0.022	87	0.247	75	0.053	147	0.167	-122	0.070	59	0.300	160
0.4488	14.00	0.017	97	0.222	76	0.053	149	0.172	-120	0.073	61	0.281	162

0.4654	13.50	0.013	111	0.200	77	0.052	152	0.179	-118	0.077	64	0.264	164
0.4833	13.00	0.010	131	0.179	77	0.052	155	0.188	-116	0.081	67	0.247	165
0.5027	12.50	0.009	157	0.157	79	0.051	158	0.195	-114	0.085	70	0.229	168
0.5236	12.00	0.010	-176	0.137	82	0.050	161	0.204	-111	0.089	73	0.211	171
0.5464	11.50	0.011	-156	0.118	85	0.049	165	0.216	-108	0.093	77	0.194	174
0.5712	11.00	0.013	-142	0.101	89	0.047	169	0.231	-104	0.098	81	0.177	178
0.5984	10.50	0.015	-130	0.085	92	0.045	174	0.250	-101	0.103	85	0.160	-176
0.6283	10.00	0.017	-121	0.070	97	0.043	179	0.278	-97	0.107	90	0.144	-171
0.6614	9.50	0.018	-112	0.057	102	0.040	-174	0.319	-93	0.112	96	0.128	-165
0.6981	9.00	0.019	-103	0.046	107	0.037	-167	0.391	-89	0.116	103	0.112	-158
0.7392	8.50	0.019	-93	0.036	112	0.033	-159	0.545	-90	0.120	111	0.097	-150
0.7854	8.00	0.019	-82	0.025	108	0.027	-149	0.875	-115	0.122	120	0.081	-140
0.8378	7.50	0.018	-69	0.009	138	0.020	-133	0.547	174	0.121	132	0.065	-128
0.8976	7.00	0.015	-54	0.006	163	0.012	-117	0.159	158	0.114	147	0.048	-113
0.9666	6.50	0.012	-34	0.002	-173	0.003	-87	0.029	148	0.098	165	0.031	-94
1.0472	6.00	0.008	-8	0.001	17	0.006	97	0.032	38	0.070	-171	0.016	-70
1.1424	5.50	0.002	26	0.001	59	0.013	134	0.047	58	0.028	-147	0.004	-42
1.2566	5.00	0.003	-101	0.000	0	0.012	-178	0.034	96	0.021	109	0.001	-156
1.3963	4.50	0.004	-32	0.000	0	0.002	-116	0.006	109	0.041	154	0.001	128
1.5708	4.00	0.000	0	0.001	-96	0.007	150	0.011	72	0.009	171	0.001	-162
2.0944	3.00	0.000	0	0.000	0	0.002	176	0.002	76	0.005	-161	0.001	171

Page 7 Licensee - Global Maritime Rev 7.00.018 Ser614

* *** MOSES *** *
* ----- 22 July, 2017 *
* PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO *
* MOSES MODEL STBD VIEW *
* Draft = 3.1 Meters Trim Angle = 0.00 Deg. GMT = 13.50 Meters *
* Roll Gy. Radius = 14.2 Meters Pitch Gy. Radius = 24.9 Meters Yaw Gy. Radius = 28.5 Meters *
* Heading = 67.50 Deg. Forward Speed = 0.00 Knots Linearization Based on 1/ 20 *

+++ MOTION RESPONSE OPERATORS +++
=====

Of Point On Body NEPTUNE At X = 44.1 Y = 0.0 Z = 4.6

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

ENCOUNTER		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25.00	0.144	12	1.191	60	0.048	107	0.134	-142	0.014	17	0.468	132
0.3142	20.00	0.077	6	0.771	53	0.053	111	0.170	-148	0.022	20	0.357	131
0.3307	19.00	0.066	5	0.687	52	0.054	112	0.178	-149	0.025	21	0.333	131
0.3491	18.00	0.056	4	0.606	51	0.055	113	0.188	-149	0.027	23	0.307	131
0.3696	17.00	0.047	3	0.528	50	0.056	115	0.199	-150	0.030	24	0.283	131
0.3927	16.00	0.038	1	0.452	49	0.057	116	0.211	-150	0.033	26	0.257	132
0.4189	15.00	0.030	0	0.381	49	0.057	118	0.225	-149	0.037	28	0.231	133
0.4333	14.50	0.027	-1	0.348	49	0.058	119	0.235	-149	0.039	30	0.219	134
0.4488	14.00	0.023	-2	0.316	49	0.058	121	0.244	-149	0.041	31	0.206	134
0.4654	13.50	0.020	-4	0.285	49	0.058	122	0.255	-148	0.043	32	0.193	135
0.4833	13.00	0.017	-5	0.255	50	0.058	124	0.269	-147	0.046	34	0.181	137
0.5027	12.50	0.015	-8	0.228	50	0.058	125	0.284	-146	0.048	36	0.169	138
0.5236	12.00	0.013	-11	0.205	49	0.059	128	0.310	-145	0.052	38	0.159	138
0.5464	11.50	0.010	-15	0.180	51	0.058	130	0.334	-143	0.055	40	0.147	140
0.5712	11.00	0.008	-20	0.156	52	0.058	132	0.366	-142	0.058	43	0.135	142
0.5984	10.50	0.007	-28	0.135	54	0.058	135	0.410	-140	0.062	45	0.123	145
0.6283	10.00	0.005	-39	0.115	56	0.057	137	0.472	-139	0.066	48	0.112	148
0.6614	9.50	0.005	-53	0.097	58	0.056	141	0.570	-137	0.071	52	0.101	152
0.6981	9.00	0.004	-70	0.082	60	0.055	145	0.744	-137	0.076	56	0.090	156
0.7392	8.50	0.004	-86	0.066	61	0.053	148	1.084	-144	0.080	61	0.077	163
0.7854	8.00	0.005	-93	0.051	49	0.048	153	2.139	-170	0.083	68	0.062	169
0.8378	7.50	0.004	-109	0.018	63	0.047	163	1.645	117	0.090	66	0.054	161
0.8976	7.00	0.005	-109	0.016	89	0.044	171	0.692	99	0.098	76	0.044	172
0.9666	6.50	0.005	-104	0.010	100	0.037	-177	0.358	101	0.102	88	0.031	-176
1.0472	6.00	0.005	-96	0.004	114	0.029	-162	0.191	110	0.102	102	0.018	-164
1.1424	5.50	0.005	-81	0.000	0	0.019	-142	0.091	124	0.094	119	0.004	-163
1.2566	5.00	0.003	-58	0.001	-25	0.007	-109	0.027	139	0.075	142	0.007	76
1.3963	4.50	0.002	-18	0.000	0	0.002	45	0.008	28	0.041	172	0.011	106
1.5708	4.00	0.001	78	0.002	-119	0.003	122	0.014	50	0.005	-163	0.005	156
2.0944	3.00	0.000	0	0.000	0	0.005	150	0.002	53	0.009	166	0.000	0

Page 8 Licensee - Global Maritime Rev 7.00.018 Ser614

* *** MOSES *** *
* ----- 22 July, 2017 *
* PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO *
* MOSES MODEL STBD VIEW *
* Draft = 3.1 Meters Trim Angle = 0.00 Deg. GMT = 13.50 Meters *
* Roll Gy. Radius = 14.2 Meters Pitch Gy. Radius = 24.9 Meters Yaw Gy. Radius = 28.5 Meters *
* Heading = 90.00 Deg. Forward Speed = 0.00 Knots Linearization Based on 1/ 20 *

+++ MOTION RESPONSE OPERATORS +++
=====

Of Point On Body NEPTUNE At X = 44.1 Y = 0.0 Z = 4.6

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

ENCOUNTER		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25.00	0.066	-78	1.257	42	0.047	87	0.140	-159	0.000	0	0.037	13
0.3142	20.00	0.048	-83	0.828	31	0.053	87	0.181	-170	0.000	0	0.014	13
0.3307	19.00	0.045	-84	0.742	28	0.054	87	0.191	-173	0.000	0	0.011	14
0.3491	18.00	0.041	-85	0.657	26	0.055	87	0.202	-175	0.000	0	0.009	16
0.3696	17.00	0.037	-86	0.576	23	0.056	87	0.216	-177	0.000	0	0.007	19
0.3927	16.00	0.034	-87	0.496	21	0.057	87	0.230	-179	0.000	0	0.005	23
0.4189	15.00	0.030	-88	0.420	19	0.058	87	0.248	179	0.000	0	0.004	28
0.4333	14.50	0.028	-88	0.386	17	0.059	87	0.260	178	0.000	0	0.003	32
0.4488	14.00	0.027	-88	0.351	16	0.060	87	0.272	177	0.000	0	0.002	36
0.4654	13.50	0.025	-89	0.328	12	0.061	87	0.296	176	0.000	0	0.002	44
0.4833	13.00	0.024	-89	0.294	11	0.062	87	0.312	175	0.000	0	0.002	50
0.5027	12.50	0.022	-89	0.263	11	0.062	87	0.331	175	0.000	0	0.001	61
0.5236	12.00	0.020	-89	0.233	10	0.062	87	0.355	174	0.000	0	0.001	78
0.5464	11.50	0.019	-90	0.206	9	0.063	87	0.385	174	0.000	0	0.001	101

0.5712	11.00	0.017	-90	0.180	8	0.063	87	0.426	173	0.000	0	0.001	126
0.5984	10.50	0.015	-90	0.157	7	0.063	87	0.482	172	0.000	0	0.001	143
0.6283	10.00	0.014	-90	0.135	7	0.063	87	0.563	171	0.000	0	0.001	154
0.6614	9.50	0.013	-90	0.116	6	0.063	87	0.691	169	0.000	0	0.002	159
0.6981	9.00	0.011	-91	0.097	5	0.063	87	0.903	164	0.000	0	0.002	159
0.7392	8.50	0.010	-90	0.081	2	0.062	87	1.393	156	0.000	0	0.002	155
0.7854	8.00	0.008	-91	0.059	-16	0.056	86	2.841	123	0.001	98	0.003	127
0.8378	7.50	0.007	-93	0.022	-29	0.058	84	2.308	42	0.001	93	0.001	51
0.8976	7.00	0.006	-93	0.021	-2	0.060	85	1.060	15	0.000	0	0.000	0
0.9666	6.50	0.005	-93	0.013	0	0.058	85	0.603	9	0.000	0	0.001	-171
1.0472	6.00	0.004	-94	0.004	-6	0.054	84	0.386	6	0.000	0	0.001	-173
1.1424	5.50	0.003	-94	0.005	-172	0.047	84	0.255	4	0.000	0	0.001	-174
1.2566	5.00	0.002	-95	0.011	-177	0.038	82	0.165	3	0.001	-141	0.001	-175
1.3963	4.50	0.001	-97	0.014	-178	0.025	80	0.099	2	0.001	-127	0.000	0
1.5708	4.00	0.000	0	0.012	-178	0.004	63	0.051	1	0.001	-141	0.000	0
2.0944	3.00	0.000	0	0.002	0	0.019	94	0.007	0	0.017	96	0.000	0

Page 9 Licensee - Global Maritime Rev 7.00.018 Ser614

```
*****
*                                     *** MOSES ***                               *
*                                     -----                               *
*                                     22 July, 2017                               *
*
*      PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO
*      MOSES MODEL STBD VIEW
*      Draft = 3.1 Meters
*      Roll Gy. Radius = 14.2 Meters
*      Heading = 112.50 Deg.
*
*      Trim Angle = 0.00 Deg.
*      Pitch Gy. Radius = 24.9 Meters
*      Forward Speed = 0.00 Knots
*
*      GMT = 13.50 Meters
*      Yaw Gy. Radius = 28.5 Meters
*      Linearization Based on 1/ 20
*
*****
```

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++
=====

Of Point On Body NEPTUNE At X = 44.1 Y = 0.0 Z = 4.6

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25.00	0.148	-164	1.179	24	0.048	68	0.130	-179	0.015	150	0.478	-75
0.3142	20.00	0.081	-167	0.764	8	0.053	63	0.166	165	0.023	147	0.356	-89
0.3307	19.00	0.070	-167	0.681	4	0.054	62	0.175	162	0.025	146	0.331	-92
0.3491	18.00	0.063	-169	0.662	-4	0.058	61	0.205	156	0.029	145	0.326	-100
0.3696	17.00	0.053	-169	0.566	-7	0.058	60	0.213	153	0.032	144	0.294	-102
0.3927	16.00	0.043	-169	0.477	-11	0.059	58	0.223	150	0.035	143	0.264	-105
0.4189	15.00	0.034	-169	0.396	-15	0.059	56	0.235	147	0.038	142	0.235	-108
0.4333	14.50	0.030	-168	0.359	-17	0.059	54	0.243	145	0.040	141	0.221	-110
0.4488	14.00	0.027	-168	0.324	-20	0.059	53	0.251	143	0.042	140	0.208	-112
0.4654	13.50	0.023	-167	0.291	-22	0.059	52	0.262	141	0.044	139	0.194	-114
0.4833	13.00	0.020	-167	0.260	-24	0.059	50	0.274	139	0.046	138	0.181	-116
0.5027	12.50	0.017	-166	0.231	-27	0.059	48	0.290	137	0.049	137	0.169	-118
0.5236	12.00	0.015	-164	0.204	-30	0.058	47	0.309	135	0.052	135	0.157	-120
0.5464	11.50	0.012	-162	0.179	-33	0.058	44	0.333	132	0.055	133	0.145	-123
0.5712	11.00	0.010	-159	0.156	-36	0.058	42	0.365	129	0.058	131	0.133	-125
0.5984	10.50	0.008	-155	0.135	-39	0.058	39	0.409	126	0.062	129	0.122	-128
0.6283	10.00	0.006	-149	0.115	-43	0.057	36	0.472	122	0.066	127	0.111	-132
0.6614	9.50	0.005	-139	0.098	-48	0.056	32	0.570	116	0.071	124	0.100	-135
0.6981	9.00	0.004	-127	0.081	-54	0.055	28	0.732	108	0.076	120	0.088	-138
0.7392	8.50	0.003	-108	0.068	-63	0.053	22	1.100	94	0.081	116	0.076	-142
0.7854	8.00	0.003	-90	0.052	-86	0.049	15	2.143	57	0.084	111	0.058	-147
0.8378	7.50	0.004	-89	0.019	-90	0.047	11	1.644	-29	0.090	97	0.052	-166
0.8976	7.00	0.005	-79	0.016	-82	0.043	2	0.703	-64	0.098	91	0.044	-175
0.9666	6.50	0.005	-79	0.010	-93	0.037	-9	0.358	-82	0.102	81	0.031	174
1.0472	6.00	0.005	-85	0.004	-111	0.029	-25	0.191	-98	0.102	67	0.017	158
1.1424	5.50	0.004	-99	0.000	0	0.018	-47	0.090	-117	0.094	49	0.004	132
1.2566	5.00	0.003	-123	0.001	28	0.007	-83	0.027	-137	0.074	24	0.007	-63
1.3963	4.50	0.002	-163	0.000	0	0.003	115	0.008	-21	0.041	-7	0.011	-101
1.5708	4.00	0.001	102	0.002	122	0.003	36	0.014	-48	0.004	-38	0.005	-153
2.0944	3.00	0.000	0	0.000	0	0.005	41	0.002	-52	0.009	25	0.000	0

Page 10 Licensee - Global Maritime Rev 7.00.018 Ser614

```
*****
*                                     *** MOSES ***                               *
*                                     -----                               *
*                                     22 July, 2017                               *
*
*      PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO
*      MOSES MODEL STBD VIEW
*      Draft = 3.1 Meters
*      Roll Gy. Radius = 14.2 Meters
*      Heading = 135.00 Deg.
*
*      Trim Angle = 0.00 Deg.
*      Pitch Gy. Radius = 24.9 Meters
*      Forward Speed = 0.00 Knots
*
*      GMT = 13.50 Meters
*      Yaw Gy. Radius = 28.5 Meters
*      Linearization Based on 1/ 20
*
*****
```

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++
=====

Of Point On Body NEPTUNE At X = 44.1 Y = 0.0 Z = 4.6

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25.00	0.242	164	0.945	9	0.051	51	0.104	164	0.030	125	0.710	-92
0.3142	20.00	0.112	150	0.588	-11	0.054	43	0.129	145	0.044	123	0.515	-110
0.3307	19.00	0.091	147	0.519	-16	0.054	41	0.134	141	0.048	122	0.474	-113
0.3491	18.00	0.072	143	0.454	-21	0.054	38	0.141	136	0.052	120	0.435	-118
0.3696	17.00	0.055	138	0.390	-27	0.054	35	0.147	132	0.056	119	0.394	-122
0.3927	16.00	0.040	132	0.331	-33	0.054	32	0.155	127	0.062	116	0.356	-128
0.4189	15.00	0.027	124	0.274	-39	0.053	28	0.162	122	0.067	114	0.317	-133
0.4333	14.50	0.021	117	0.254	-45	0.054	27	0.172	118	0.071	113	0.304	-138
0.4488	14.00	0.016	109	0.228	-49	0.053	25	0.176	116	0.074	111	0.284	-141
0.4654	13.50	0.011	97	0.203	-52	0.053	22	0.182	113	0.078	109	0.265	-144
0.4833	13.00	0.008	77	0.179	-56	0.052	19	0.188	109	0.081	106	0.246	-147
0.5027	12.50	0.006	42	0.158	-60	0.051	16	0.196	106	0.085	104	0.228	-151
0.5236	12.00	0.007	4	0.137	-65	0.050	12	0.205	102	0.089	101	0.211	-155
0.5464	11.50	0.008	-20	0.119	-69	0.049	8	0.216	98	0.094	97	0.193	-159
0.5712	11.00	0.011	-35	0.101	-75	0.047	4	0.231	93	0.098	93	0.177	-164
0.5984	10.50	0.013	-46	0.085	-81	0.046	0	0.251	87	0.103	89	0.160	-169
0.6283	10.00	0.015	-55	0.071	-87	0.043	-6	0.278	81	0.108	84	0.144	-175
0.6614	9.50	0.016	-64	0.058	-95	0.041	-13	0.319	73	0.112	78	0.128	177
0.6981	9.00	0.017	-73	0.046	-105	0.037	-21	0.389	62	0.117	70	0.112	169

0.7392	8.50	0.018	-83	0.036	-118	0.033	-31	0.541	46	0.120	62	0.096	159
0.7854	8.00	0.018	-95	0.026	-143	0.027	-44	0.852	1	0.122	51	0.079	148
0.8378	7.50	0.017	-109	0.009	-151	0.020	-53	0.591	-92	0.121	39	0.064	135
0.8976	7.00	0.015	-125	0.006	-157	0.012	-74	0.157	-131	0.113	24	0.048	118
0.9666	6.50	0.012	-146	0.002	176	0.003	-117	0.025	-144	0.097	4	0.031	97
1.0472	6.00	0.008	-174	0.001	-8	0.007	78	0.031	-22	0.069	-19	0.016	71
1.1424	5.50	0.002	147	0.001	-57	0.013	35	0.047	-50	0.028	-43	0.004	43
1.2566	5.00	0.003	-76	0.000	0	0.012	-13	0.034	-90	0.021	58	0.001	149
1.3963	4.50	0.004	-147	0.000	0	0.002	-88	0.006	-107	0.041	10	0.001	-104
1.5708	4.00	0.000	0	0.001	100	0.007	11	0.011	-69	0.009	-9	0.001	164
2.0944	3.00	0.000	0	0.000	0	0.002	15	0.002	-75	0.005	-7	0.000	0

Page 11 Licensee - Global Maritime Rev 7.00.018 Ser614

* *** MOSES *** *
* ----- 22 July, 2017 *
* PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO *
* MOSES MODEL STBD VIEW *
* Draft = 3.1 Meters Trim Angle = 0.00 Deg. GMT = 13.50 Meters *
* Roll Gy. Radius = 14.2 Meters Pitch Gy. Radius = 24.9 Meters Yaw Gy. Radius = 28.5 Meters *
* Heading = 157.50 Deg. Forward Speed = 0.00 Knots Linearization Based on 1/ 20 *

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++
=====

Of Point On Body NEPTUNE At X = 44.1 Y = 0.0 Z = 4.6

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-												
0.2513	25.00	0.296	146	0.543	-1	0.055	41	0.060	152	0.043	110	0.528	-103
0.3142	20.00	0.119	122	0.323	-25	0.054	30	0.072	132	0.060	109	0.370	-123
0.3307	19.00	0.093	115	0.283	-31	0.054	27	0.074	127	0.064	107	0.339	-128
0.3491	18.00	0.070	104	0.253	-42	0.054	25	0.079	120	0.070	106	0.315	-136
0.3696	17.00	0.051	91	0.212	-48	0.053	21	0.081	115	0.075	104	0.283	-141
0.3927	16.00	0.036	72	0.175	-54	0.052	16	0.082	110	0.080	101	0.251	-146
0.4189	15.00	0.026	43	0.142	-61	0.050	11	0.084	104	0.087	97	0.222	-153
0.4333	14.50	0.024	25	0.127	-65	0.049	8	0.085	101	0.090	95	0.207	-156
0.4488	14.00	0.023	7	0.113	-69	0.048	5	0.087	98	0.093	92	0.193	-160
0.4654	13.50	0.024	-9	0.099	-73	0.047	2	0.088	94	0.097	89	0.179	-164
0.4833	13.00	0.026	-23	0.087	-78	0.046	-1	0.090	90	0.100	86	0.166	-168
0.5027	12.50	0.027	-36	0.075	-83	0.044	-5	0.092	85	0.104	82	0.153	-173
0.5236	12.00	0.029	-47	0.064	-89	0.042	-10	0.094	81	0.108	78	0.140	-178
0.5464	11.50	0.031	-57	0.054	-95	0.040	-15	0.097	75	0.112	74	0.128	-176
0.5712	11.00	0.032	-66	0.045	-101	0.038	-21	0.100	69	0.115	68	0.116	-169
0.5984	10.50	0.033	-76	0.037	-109	0.035	-28	0.104	62	0.119	62	0.104	-163
0.6283	10.00	0.033	-86	0.029	-118	0.031	-35	0.109	53	0.121	56	0.092	-155
0.6614	9.50	0.033	-97	0.022	-128	0.027	-45	0.116	43	0.123	48	0.080	-146
0.6981	9.00	0.031	-109	0.016	-140	0.022	-55	0.127	31	0.123	38	0.068	-135
0.7392	8.50	0.029	-122	0.011	-155	0.016	-69	0.147	12	0.121	27	0.057	-123
0.7854	8.00	0.026	-138	0.006	176	0.009	-87	0.188	-35	0.114	14	0.045	-108
0.8378	7.50	0.021	-156	0.001	154	0.002	-140	0.031	-108	0.101	-1	0.033	91
0.8976	7.00	0.015	180	0.001	-1	0.007	75	0.043	-13	0.079	-19	0.022	70
0.9666	6.50	0.007	150	0.002	-44	0.014	42	0.053	-40	0.046	-40	0.011	44
1.0472	6.00	0.001	-35	0.003	-83	0.017	7	0.045	-73	0.009	0	0.001	20
1.1424	5.50	0.008	-103	0.002	-133	0.012	-38	0.024	-113	0.043	42	0.005	140
1.2566	5.00	0.007	-170	0.000	0	0.002	74	0.004	-61	0.052	-7	0.004	81
1.3963	4.50	0.001	-67	0.000	0	0.011	-4	0.011	-85	0.013	16	0.000	0
1.5708	4.00	0.003	158	0.000	0	0.006	56	0.004	-59	0.045	-28	0.001	66
2.0944	3.00	0.000	0	0.000	0	0.003	166	0.002	-110	0.006	170	0.000	0

Page 12 Licensee - Global Maritime Rev 7.00.018 Ser614

* *** MOSES *** *
* ----- 22 July, 2017 *
* PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO *
* MOSES MODEL STBD VIEW *
* Draft = 3.1 Meters Trim Angle = 0.00 Deg. GMT = 13.50 Meters *
* Roll Gy. Radius = 14.2 Meters Pitch Gy. Radius = 24.9 Meters Yaw Gy. Radius = 28.5 Meters *
* Heading = 180.00 Deg. Forward Speed = 0.00 Knots Linearization Based on 1/ 20 *

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++
=====

Of Point On Body NEPTUNE At X = 44.1 Y = 0.0 Z = 4.6

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-												
0.2513	25.00	0.313	137	0.000	0	0.057	37	0.000	0	0.049	106	0.000	0
0.3142	20.00	0.120	108	0.000	0	0.055	26	0.000	0	0.066	105	0.000	0
0.3307	19.00	0.093	99	0.000	0	0.054	23	0.000	0	0.070	104	0.000	0
0.3491	18.00	0.070	87	0.000	0	0.053	19	0.000	0	0.075	102	0.000	0
0.3696	17.00	0.052	70	0.000	0	0.052	15	0.000	0	0.080	99	0.000	0
0.3927	16.00	0.039	46	0.000	0	0.050	11	0.000	0	0.086	95	0.000	0
0.4189	15.00	0.033	16	0.000	0	0.048	5	0.000	0	0.092	91	0.000	0
0.4333	14.50	0.033	0	0.000	0	0.047	2	0.000	0	0.096	88	0.000	0
0.4488	14.00	0.033	-13	0.000	0	0.046	-1	0.000	0	0.099	86	0.000	0
0.4654	13.50	0.035	-26	0.000	0	0.045	-4	0.000	0	0.102	82	0.000	0
0.4833	13.00	0.036	-38	0.000	0	0.043	-9	0.000	0	0.106	79	0.000	0
0.5027	12.50	0.038	-48	0.000	0	0.041	-13	0.000	0	0.109	75	0.000	0
0.5236	12.00	0.039	-58	0.000	0	0.039	-18	0.000	0	0.113	70	0.000	0
0.5464	11.50	0.040	-68	0.000	0	0.036	-24	0.000	0	0.116	65	0.000	0
0.5712	11.00	0.041	-77	0.000	0	0.034	-30	0.000	0	0.119	60	0.000	0
0.5984	10.50	0.041	-87	0.000	0	0.030	-38	0.000	0	0.122	53	0.000	0
0.6283	10.00	0.040	-98	0.000	0	0.026	-46	0.000	0	0.123	46	0.000	0
0.6614	9.50	0.038	-109	0.000	0	0.022	-56	0.000	0	0.123	37	0.000	0
0.6981	9.00	0.036	-122	0.000	0	0.016	-68	0.000	0	0.121	27	0.000	0
0.7392	8.50	0.032	-137	0.000	0	0.010	-84	0.000	0	0.116	15	0.000	0
0.7854	8.00	0.027	-154	0.000	0	0.003	-114	0.000	0	0.106	1	0.000	0
0.8378	7.50	0.020	-174	0.000	0	0.005	85	0.000	0	0.088	-14	0.000	0
0.8976	7.00	0.012	159	0.000	0	0.012	53	0.000	0	0.061	-33	0.000	0
0.9666	6.50	0.003	115	0.000	0	0.017	22	0.000	0	0.024	-45	0.000	0

1.0472	6.00	0.006	-74	0.000	0	0.017	-14	0.000	0	0.025	53	0.000	0
1.1424	5.50	0.010	-131	0.000	0	0.008	-63	0.000	0	0.057	21	0.000	0
1.2566	5.00	0.005	156	0.000	0	0.008	46	0.000	0	0.042	-30	0.000	0
1.3963	4.50	0.004	-114	0.000	0	0.010	-39	0.000	0	0.035	29	0.000	0
1.5708	4.00	0.001	112	0.000	0	0.013	4	0.000	0	0.024	-31	0.000	0
2.0944	3.00	0.001	163	0.000	0	0.004	162	0.000	0	0.015	159	0.000	0

Page 13 Licensee - Global Maritime Rev 7.00.018 Ser614

 * *** MOSES *** *
 * ----- 22 July, 2017 *
 * PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO *
 * MOSES MODEL STBD VIEW *
 * *

+++ I N D E X O F O U T P U T +++
 =====

BUOYANCY AND WEIGHT FOR NEPTUNE	1
CURRENT SYSTEM CONFIGURATION	3
MOTION RESPONSE OPERATORS	4
INDEX OF OUTPUT	13

LAMPIRAN C
HASIL ANALISIS KONFIGURASI *STINGER*
KONDISI DINAMIS

```

*****
*
*      O F F P I P E  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM
*
*      COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.
*
*      VERSION NO. - 2.05 AC
*      RELEASED ON - 10/24/1993
*      LICENSED TO - RICKY TAWEKAL
*
*****
*
*      OFFPIPE IS A NONLINEAR, 3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE
*      STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.
*      THIS VERSION OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-
*      ERATIONS AND DAVIT LIFTS.
*
*      OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR.
*      AND ARE MADE AVAILABLE UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM
*      AND ITS DOCUMENTATION CANNOT BE USED OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS WRITTEN PER-
*      MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR.
*
*      WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION
*      ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY, EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY
*      WILL BE ACCEPTED BY ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY LOSSES OR DAMAGES WHICH MAY
*      RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS.
*
*      OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-
*      ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:
*
*      ROBERT C. MALAHY, JR.      TELEPHONE: (713) 664-8635
*      8007 MULLINS              FACSIMILE: (713) 664-0962
*      HOUSTON, TEXAS 77081
*      U.S.A.
*
*****

```

INPUT DATA ECHO

```

PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUT .....NO
USE DNV STRESS FORMULA .....NO
STATIC PIPE FORCES AND STRESSES .....YES
STATIC SOLUTION SUMMARY .....YES
OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRY .....NO
STINGER BALLAST SCHEDULE DATA .....NO
DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES .....YES
DYNAMIC RANGE OF PIPE DATA .....YES
DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATA .....NO
PLOT DATA FILE SUMMARY TABLES .....NO

```

```

MAXIMUM STATIC ITERATIONS ..... 500
MAX DYNAMIC ITERATIONS PER STEP ..... 500
PROBLEM TYPE (0=STATIC,1=DYNAMIC) . 1
PINNED PIPE END ON SEABED ..... 0
DAVIT LIFT ANALYSIS (1=YES,0=NO) .... 0
STOP INTEGRATION AT TIME STEP ..... 0
NUMBER OF DIMENSIONS (2 OR 3) ..... 0
INITIATION BY BOWLINE (1=YES,0=NO) .. 0
SUPPORT RELEASE LOGIC PARAMETER .... 0

```

PLOTTER TYPE OPTION NUMBER	3
DATA RANGE OPTION NUMBER	2
PLOT PAGE WIDTH (IN)000
PLOT PAGE HEIGHT (IN)000

PLOT TABLE INDEX	1	
PLOT NUMBER	1	
PLOT TYPE OPTION NUMBER	1	
DYNAMIC PROFILE TIME POINT000	
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT000	
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER	2	
AXIS LABEL FOR ORDINATE	"PIPELINE Y COORDINATE - ELEV	"
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER	1	
AXIS LABEL FOR ABSCISSA	"PIPELINE X COORDINATE	"
PLOT TITLE	"PIPELINE PROFILE	
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000	

```

MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... .000
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... .000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... .000

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          PAGE   4
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. -                               LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI                         DATE - 4/14/2017   TIME - 21:59:45   CASE   1
=====

      I N P U T   D A T A   E C H O

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES
=====
PLOT TABLE INDEX ..... 3
PLOT NUMBER ..... 1
PLOT TYPE OPTION NUMBER ..... 1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT ..... .000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT ..... .000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER ..... 15
AXIS LABEL FOR ORDINATE ..... "PIPELINE PERCENTAGE YIELD STRESS"
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER ..... 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA ..... "PIPELINE X COORDINATE"

PLOT TITLE ..... "PIPELINE MAXIMUM STRESS"

MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... .000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... .000
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... .000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... .000

PIPE PROPERTIES
=====
PIPE PROPERTY TABLE ROW ..... 1
PIPE SECTION LENGTH ..... .000 M
STEEL MODULUS OF ELASTICITY ..... 207000. MPA
AREA OF STEEL CROSS SECTION ..... .000 CM**2
COATED PIPE AVG MOMENT OF INERTIA ..... .00 CM**4
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH IN AIR ..... 1007.00 N/M
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH SUBMERGED .. 763.00 N/M
MAXIMUM ALLOWABLE PIPE STRAIN ..... .230000 PCT

STEEL OUTSIDE DIAMETER ..... 50.8000 CM
STEEL WALL THICKNESS ..... 1.2700 CM
YIELD STRESS ..... 414.00 MPA
STRESS/STRAIN INTENSE FACTOR ..... .0000
HYDRODYNAMIC OUTSIDE DIAMETER ..... .000 CM
DRAG COEFFICIENT ..... .7000
HYDRODYNAMIC TOTAL AREA ..... .000 CM**2
ADDED MASS COEFFICIENT ..... 1.0000
POISSON'S RATIO ..... .3000
COEFFICIENT OF THERMAL EXPANSION .. .00011700 1/DEG C

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          PAGE   5
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. -                               LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI                         DATE - 4/14/2017   TIME - 21:59:45   CASE   1
=====

      I N P U T   D A T A   E C H O

PIPE COATING PROPERTIES
=====
PIPE PROPERTY TABLE INDEX ..... 1
CORROSION COATING THICKNESS ..... 10.000 CM
CONCRETE COATING THICKNESS ..... 5.461 CM
STEEL WEIGHT DENSITY ..... 76982. N/M**3
CORROSION COATING WEIGHT DENSITY .. 2628. N/M**3
CONCRETE COATING WEIGHT DENSITY ... 0. N/M**3
DESIRED PIPE SPECIFIC GRAVITY ..... .0000

AVERAGE PIPE JOINT LENGTH ..... 12.200 M
FIELD JOINT LENGTH ..... .300 M
JOINT FILL WEIGHT DENSITY ..... 0. N/M**3
DENSITY OF PIPE CONTENTS ..... 0. N/M**3

LAYBARGE DESCRIPTION
=====
NUMBER OF PIPE NODES ..... 9
BARGE GEOMETRY SPECIFIED BY ..... 1 X-Y COORDINATES
OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS ..... .000 M
TANGENT POINT X-COORDINATE ..... .000 M
TANGENT POINT Y-COORDINATE ..... .000 M
PIPE ANGLE RELATIVE TO DECK ..... .0000 DEG
HEIGHT OF DECK ABOVE WATER ..... 2.500 M
LAYBARGE FORWARD (X) OFFSET ..... .000 M
BARGE TRIM ANGLE ..... .5000 DEG

STERN SHOE X COORDINATE ..... .000 M
STERN SHOE Y COORDINATE ..... .000 M
ROTATION CENTER X COORDINATE ..... 42.670 M
ROTATION CENTER Y COORDINATE ..... -2.750 M
ROTATION CENTER Z COORDINATE ..... .000 M
BARGE HEADING ..... .0000 DEG
BARGE OFFSET FROM RIGHT-OF-WAY .... .000 M
PIPE RAMP PIVOT X COORDINATE ..... .000 M
PIPE RAMP PIVOT Y COORDINATE ..... .000 M
PIPE RAMP PIVOT ROTATION ANGLE .... .000 DEG

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          PAGE   6
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. -                               LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI                         DATE - 4/14/2017   TIME - 21:59:45   CASE   1
=====

      I N P U T   D A T A   E C H O

```


NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)	SUPPORT TYPE	DAVIT SPACING (M)
64.220	1.838	1 SIMPLE SUPPORT	.000
59.740	1.760	1 SIMPLE SUPPORT	.000
48.240	1.560	1 SIMPLE SUPPORT	.000
38.110	1.383	2 PIPE TENSIONER	.000
33.440	1.302	1 SIMPLE SUPPORT	.000
26.660	1.183	2 PIPE TENSIONER	.000
21.340	1.092	1 SIMPLE SUPPORT	.000
12.150	.757	1 SIMPLE SUPPORT	.000
-.040	-.390	1 SIMPLE SUPPORT	.000

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX	1
SUPPORT ELEMENT TYPE	1 SIMPLE SUPPORT
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION	.0010 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL	.000 DEG
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL	.000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L.	.000 M
BED ROLLER LENGTH	2.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED	.000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX	2
SUPPORT ELEMENT TYPE	2 TENSIONER
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION	.0020 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL	.000 DEG
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL	.000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L.	.000 M
BED ROLLER LENGTH	4.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED	.000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 7

TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL

USER ID - DINI DATE - 4/14/2017 TIME - 21:59:45 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

STINGER DESCRIPTION

=====

NUMBER OF PIPE/STINGER NODES	5
STINGER GEOMETRY SPECIFIED BY	1 X-Y COORD AND TANGENT PT
STINGER TYPE	1 FIXED GEOMETRY OR RAMP
OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS	.00 M
HITCH X-COORDINATE	-.497 M
HITCH Y-COORDINATE	-1.800 M
X COORDINATE OF LOCAL ORIGIN	-.497 M
Y COORDINATE OF LOCAL ORIGIN	-1.800 M
ROTATION ABOUT STINGER HITCH	8.880 DEG
TANGENT POINT X-COORDINATE	.000 M
TANGENT POINT Y-COORDINATE	.000 M
TANGENT POINT ANGLE	.000 DEG

NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)	SUPPORT TYPE	ELEMENT TYPE	ELEMENT LENGTH (M)
-8.820	1.644	7 USER DEFINED	2 HINGED END	.000
-16.820	1.944	7 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-24.820	1.994	7 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-31.698	1.544	7 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-37.948	.944	7 USER DEFINED	1 FIXED END	.000

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX	7
SUPPORT ELEMENT TYPE	1 SIMPLE SUPPORT
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION	.0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL	30.000 DEG
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL	.000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L.	.000 M
BED ROLLER LENGTH	2.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED	.000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 8

TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL

USER ID - DINI DATE - 4/14/2017 TIME - 21:59:45 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

SAGBEND GEOMETRY

```

=====
SAGBEND PIPE ELEMENT LENGTH ..... 12.200 M
WATER DEPTH ..... 22.25 M
ESTIMATED SAGBEND X LENGTH ..... .00 M
ESTIMATED PIPE LENGTH ON SEABED ... .00 M
X-COORD OF PIPE FREE END ON SEABED . .00 M
ESTIMATED SPAN DEPTH FOR BOW LINE . .00 M
PIPE VERTICAL ANGLE AT SEABED ..... .000 DEG
X-COORDINATE OF SPECIFIED DEPTH ... .00 M
MAXIMUM SLOPE (ANGLE) OF SEABED ... .000 DEG
DIRECTION OF MAXIMUM SLOPE ..... .000 DEG

```

SOIL ELEMENT PROPERTIES

```

=====
VERTICAL STIFFNESS ..... .00 KN/M**2
DEFLECTION UNDER REFERENCE LOAD ... .0000 CM
LATERAL STIFFNESS ..... .00 KN/M**2
SOIL COEFFICIENT OF FRICTION ..... .300
NUMBER OF INTEGRATION POINTS ..... 0

```

PIPE TENSION

```

=====
STATIC PIPE TENSION ON LAYBARGE ... 235.200 KN
MINIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... 235.200 KN
MAXIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... 440.000 KN

```

CURRENT VELOCITIES

```

=====
WATER      CURRENT      DIRECTION
DEPTH      SPEED        OF TRAVEL
(M )       (M/S )       (DEG )
=====
.000       .710       90.000
4.450     .670       90.000
11.125    .640       90.000
15.575    .590       90.000
20.025    .420       90.000
22.250    .240       90.000

```

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC      PAGE   9
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. -                               LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI                        DATE - 4/14/2017   TIME - 21:59:45   CASE  1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

BARGE MOTION RAO TABLE (OFFPIPE) SIGN CONVENTION

```

=====
WAVE /----- SURGE -----/ /----- SWAY -----/ /----- HEAVE -----/
FREQUENCY AMPLITUDE PHASE /----- SWAY -----/ /----- HEAVE -----/
(RAD/S ) (M/M ) (DEG) (M/M ) (DEG) (M/M ) (DEG)
=====
.2513 .0010 .00 .9840 90.00 1.0000 .00
.3142 .0020 .00 .9730 90.00 .9990 .00
.3307 .0020 .00 .9700 90.00 .9990 .00
.3491 .0020 -1.00 .9670 90.00 .9990 .00
.3696 .0020 -2.00 .9620 90.00 .9990 .00
.3927 .0030 -2.00 .9570 90.00 .9990 .00
.4189 .0030 -4.00 .9510 90.00 .9990 .00
.4333 .0030 -5.00 .9480 90.00 1.0000 .00
.4488 .0030 -6.00 .9440 90.00 1.0000 .00
.4654 .0040 -7.00 .9400 90.00 1.0000 .00
.4833 .0040 -9.00 .9360 90.00 1.0010 .00
.5027 .0040 -11.00 .9320 90.00 1.0020 .00
.5236 .0050 -13.00 .9280 90.00 1.0030 .00
.5464 .0050 -16.00 .9250 89.00 1.0050 .00
.5712 .0060 -19.00 .9250 89.00 1.0080 .00
.5984 .0060 -23.00 .9210 87.00 1.0120 .00
.6283 .0070 -29.00 .9050 83.00 1.0180 .00
.6614 .0070 -35.00 .8280 77.00 1.0260 .00
.6981 .0070 -44.00 .6150 75.00 1.0360 .00
.7392 .0080 -56.00 .4930 93.00 1.0500 -1.00

```

```

=====
WAVE /----- ROLL -----/ /----- PITCH -----/ /----- YAW -----/
FREQUENCY AMPLITUDE PHASE /----- PITCH -----/ /----- YAW -----/
(RAD/S ) (DEG/M ) (DEG) (DEG/M ) (DEG) (DEG/M ) (DEG)
=====
.2513 .2510 90.00 .0000 .00 .0240 90.00
.3142 .3900 90.00 .0000 .00 .0230 90.00
.3307 .4320 90.00 .0000 .00 .0230 90.00
.3491 .4800 90.00 .0000 .00 .0230 90.00
.3696 .5360 90.00 .0010 179.00 .0220 90.00
.3927 .6030 90.00 .0010 179.00 .0220 90.00
.4189 .6840 90.00 .0010 179.00 .0220 90.00
.4333 .7300 90.00 .0010 179.00 .0220 90.00
.4488 .7810 90.00 .0020 179.00 .0210 90.00
.4654 .8370 90.00 .0020 179.00 .0210 91.00
.4833 .9000 90.00 .0020 179.00 .0210 91.00
.5027 .9700 90.00 .0030 179.00 .0210 91.00
.5236 1.0480 90.00 .0040 179.00 .0200 91.00
.5464 1.1360 90.00 .0050 179.00 .0200 91.00
.5712 1.2350 90.00 .0060 178.00 .0200 91.00
.5984 1.3490 90.00 .0080 177.00 .0190 92.00
.6283 1.4790 90.00 .0110 176.00 .0190 92.00
.6614 1.6320 91.00 .0150 173.00 .0190 93.00

```

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC      PAGE  10
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. -                               LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI                        DATE - 4/14/2017   TIME - 21:59:45   CASE  1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

```

.6981 1.8130 91.00 .0210 169.00 .0180 93.00
.7392 2.0370 92.00 .0320 162.00 .0180 94.00

```

TIME INTEGRATION PARAMETERS

```
=====
TIME STEP LENGTH ..... .2000 SEC
SOLUTION STARTS AT TIME ..... 60.000 SEC
MAXIMUM TIME OF INTEGRATION ..... 360.000 SEC
SOLUTION SAMPLING TIME STEP..... 1.000 SEC
DAMPING RATIO ..... .2000
```

WAVE SPECTRUM COEFFICIENTS

```
=====
NUMBER OF WAVES IN SPECTRUM ..... 20
1ST SPECTRUM COEFFICIENT ..... .0069 M2/S4
2ND SPECTRUM COEFFICIENT ..... 3.3000 1/S**4
MINIMUM FREQUENCY IN SPECTRUM ..... .2153 RAD/S
MAXIMUM FREQUENCY IN SPECTRUM ..... .7392 RAD/S
DIRECTION OF WAVE TRAVEL ..... .000 DEG
```

PRINTED OUTPUT SELECTED

```
=====
PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUT .....YES
USE DNV STRESS FORMULA .....NO
STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ...NO
STATIC SOLUTION SUMMARY .....YES
OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRY ....NO
STINGER BALLAST SCHEDULE DATA .....NO
DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES ..YES
DYNAMIC RANGE OF PIPE DATA .....NO
DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATA .....NO
PLOT DATA FILE SUMMARY TABLES .....NO
```

END OF INPUT DATA

STATIC SOLUTION CONVERGED IN (14) ITERATIONS

***** WARNING / INFORMATIVE MESSAGE NO. - 25 *****

The Newtons method iteration failed to converge in (51) iterations in time step (1) of the dynamic solution. The maximum residual force for the last iteration was (1.2989E+02). The corresponding maximum corrective displacement was (1.4521E-03).

***** WARNING / INFORMATIVE MESSAGE NO. - 25 *****

The Newtons method iteration failed to converge in (51) iterations in time step (2) of the dynamic solution. The maximum residual force for the last iteration was (1.2989E+02). The corresponding maximum corrective displacement was (1.2996E-03).

```
=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 11
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI DATE - 4/14/2017 TIME - 21:59:45 CASE 1
=====
```

S T A T I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES (1)

```
=====
PIPE SECTION LENGTH .. .00 M ELASTIC MODULUS ..... 207000. MPA
OUTSIDE DIAMETER ..... 50.800 CM CROSS SECTIONAL AREA . 197.62 CM2
WALL THICKNESS ..... 1.270 CM MOMENT OF INERTIA .... 60639.28 CM4
WEIGHT/LENGTH IN AIR . 1007.000 N/M YIELD STRESS ..... 414.00 MPA
SUBMERGED WGH/LENG .. 763.000 N/M STRESS INTENS FACTOR . 1.000
SPECIFIC GRAVITY ..... 4.127 STEEL DENSITY ..... 76982.0 N/M3
WRAP COAT THICKNESS .. 10.000 CM WRAP COAT DENSITY .... 2628.0 N/M3
CONCRETE THICKNESS ... 5.461 CM CONCRETE DENSITY ..... .0 N/M3
```

BARGE DATA

```
=====
TOTAL PIPE TENSION ... 235.21 KN RADIUS OF CURVATURE .. .00 M
NUMBER OF TENSIONERS . 2 BARGE TRIM ANGLE ..... .500 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS . 7 PIPE ANGLE AT STERN .. 6.076 DEG
BARGE HEADING ..... .000 DEG OFFSET FROM R.O.W. ... .00 M
```

STINGER DATA

```
=====
NO. OF PIPE SUPPORTS . 5 STINGER STERN DEPTH .. -4.67 M
NO. STINGER SECTIONS . 5 PIPE ANGLE AT STERN .. 13.915 DEG
RADIUS OF CURVATURE .. .00 M STINGER LENGTH ..... 38.15 M
```

SAGBEND DATA

```
=====
WATER DEPTH ..... 22.25 M HORIZ PIPE TENSION ... 213.66 KN
TOUCHDOWN X-COORD. ... -155.21 M BOTTOM SLOPE ANGLE ... .000 DEG
```

```
===== SOLUTION SUMMARY =====
NODE PIPE X Y Z SUPPORT REACT TOTAL TOTAL PCT
NO. SECTION COORD COORD COORD VERT HORIZ MOMENT STRAIN YLD
=====
1 64.2 4.5 .0 1.2 .0 .0 .000 0.
3 59.7 4.4 .0 8.2 .0 2.5 .001 0.
5 48.2 4.1 .0 13.7 .0 12.0 .002 1.
7 38.1 3.8 .0 7.8 .0 7.1 .004 2.
9 33.4 3.7 .0 .0 .0 13.5 .006 2.
11 26.6 3.5 .0 -43.3 .0 32.0 .012 5.
13 21.3 3.4 .0 34.1 .0 286.1 .064 28.
15 12.1 3.0 .0 69.1 .0 560.5 .119 52.
17 -.1 1.9 .0 .0 .0 356.8 .078 34.
20 -9.5 .8 .0 .0 -.3 361.6 .079 34.
22 -17.4 -.4 .0 .0 .1 480.6 .103 45.
24 -25.3 -1.8 .0 84.0 -5.4 689.5 .145 63.
26 -32.0 -3.2 .0 .0 18.9 425.6 .092 40.
28 -38.1 -4.7 .0 .0 -23.1 241.8 .054 24.
35 -109.7 -19.6 .3 .0 .0 366.2 .079 35.
39 -158.4 -22.3 .0 8.4 -2.4 122.5 .030 13.
=====
```

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES													
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	HORIZ (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)
1	LAYBARGE	64.11	4.53	1.69	4.500	1.504	.000	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	59.65	4.41	1.34	4.500	1.506	4.481	-.01	.00	-1.04	.00	1.04	.25
5	LAYBARGE	48.18	4.11	.43	4.500	1.500	15.982	-.02	.00	-5.02	.00	5.04	1.22
7	TENSIONR	38.09	3.84	-.36	4.500	1.489	26.114	7.56	.00	2.91	.05	10.47	2.53
9	LAYBARGE	33.43	3.72	-.73	4.500	1.468	30.785	7.55	.00	5.51	.00	13.06	3.15
11	TENSIONR	26.68	3.55	-1.26	4.500	1.449	37.566	15.13	.00	-12.59	-.30	27.73	6.70
13	LAYBARGE	21.37	3.40	-1.68	4.500	1.803	42.887	15.11	.00	-117.89	.00	133.00	32.12
15	LAYBARGE	12.21	2.98	-2.40	4.500	3.653	52.083	15.02	.00	-144.37	.16	159.39	38.50
17	LAYBARGE	.05	1.90	-3.35	4.501	6.208	64.329	15.02	.00	-251.80	-.03	266.82	64.45
20	STINGER	-9.34	.76	-4.09	4.496	7.601	73.824	14.97	.00	-265.19	-15.01	280.41	67.73
22	STINGER	-17.24	-.39	-4.72	4.513	8.943	81.830	14.86	-.08	-135.87	-.87	150.84	36.43
24	STINGER	-25.10	-1.75	-5.33	4.450	10.883	89.831	14.62	-.35	-158.16	63.28	185.14	44.72
26	STINGER	-31.83	-3.16	-5.86	4.697	12.482	96.724	14.47	-.63	-179.90	3.77	194.84	47.06
28	STINGER	-37.93	-4.56	-6.34	3.772	13.287	103.003	14.16	-.92	-77.63	-328.76	352.42	85.13
30	SAGBEND	-49.78	-7.42	-6.72	.207	13.631	115.205	13.86	-1.49	19.08	-186.71	202.29	48.86
31	SAGBEND	-61.65	-10.25	-6.54	-1.662	12.999	127.406	13.48	-2.06	71.62	-95.47	133.88	32.34
32	SAGBEND	-73.55	-12.88	-6.09	-2.588	11.835	139.607	13.11	-2.59	100.74	-45.44	124.94	30.18
33	SAGBEND	-85.51	-15.23	-5.50	-3.004	10.378	151.807	12.78	-3.06	116.88	-18.56	132.68	32.05
34	SAGBEND	-97.52	-17.26	-4.85	-3.149	8.761	164.008	12.49	-3.47	125.34	-4.62	139.68	33.74
35	SAGBEND	-109.59	-18.94	-4.18	-3.159	7.068	176.208	12.25	-3.81	128.58	2.43	142.79	34.49
36	SAGBEND	-121.70	-20.26	-3.52	-3.099	5.362	188.409	12.06	-4.07	127.31	6.24	141.61	34.20
37	SAGBEND	-133.84	-21.23	-2.87	-2.996	3.706	200.609	11.93	-4.27	120.78	9.17	135.23	32.67
38	SAGBEND	-146.01	-21.85	-2.25	-2.850	2.185	212.809	11.84	-4.39	106.53	13.17	121.43	29.33
39	SAGBEND	-158.19	-22.17	-1.67	-2.632	.929	225.010	11.80	-4.46	79.59	20.19	96.22	23.24
40	SEABED	-170.38	-22.28	-1.14	-2.287	.159	237.211	11.79	-4.48	33.59	32.47	60.87	14.70
41	SEABED	-182.57	-22.28	-.70	-1.793	-.044	249.411	11.79	-4.48	2.76	39.95	54.22	13.10
42	SEABED	-194.77	-22.27	-.38	-1.261	-.029	261.611	11.79	-4.48	-2.52	38.98	53.24	12.86
43	SEABED	-206.97	-22.27	-.16	-.771	-.004	273.811	11.79	-4.48	-1.03	34.29	48.49	11.71
44	SEABED	-219.17	-22.27	-.05	-.361	.002	286.011	11.79	-4.48	-.06	26.63	40.84	9.87
45	SEABED	-231.37	-22.27	.00	-.085	.001	298.211	11.80	-4.48	.09	13.77	28.07	6.78
46	SEABED	-243.57	-22.27	.00	.009	.000	310.411	11.80	-4.48	.03	2.05	16.54	4.00
47	SEABED	-255.77	-22.27	.00	.011	.000	322.611	11.80	-4.48	.00	-.76	15.29	3.69
48	SEABED	-267.97	-22.27	.00	.002	.000	334.811	11.80	-4.48	.00	-.44	14.98	3.62
49	SEABED	-280.17	-22.27	.00	-.001	.000	347.011	11.80	-4.48	.00	.00	14.56	3.52

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES													
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT REACTION VERT (KN)	HORIZ (KN)	SUPT SEPARATIONS VERT (M)	HORIZ (M)	PIPE TENSION (KN)	BENDING MOMENTS VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN -M)	
1	LAYBARGE	64.11	4.53	1.69	1.18	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	59.65	4.41	1.34	8.20	.00	.00	.00	-.12	-2.48	.00	2.48	
5	LAYBARGE	48.18	4.11	.43	13.63	.00	.00	.00	-.42	-11.99	.00	11.99	
7	TENSIONR	38.09	3.84	-.36	7.74	-.26	.00	.00	149.31	6.95	.13	6.95	
9	LAYBARGE	33.43	3.72	-.73	.34	.00	.00	.00	149.19	13.15	.00	13.15	
11	TENSIONR	26.68	3.55	-1.26	-42.68	1.42	.00	.00	299.02	-30.06	-.71	30.07	
13	LAYBARGE	21.37	3.40	-1.68	29.15	.01	.00	.00	298.54	-281.45	.01	281.45	
15	LAYBARGE	12.21	2.98	-2.40	82.30	-.06	.00	.00	296.89	-344.67	.39	344.67	
17	LAYBARGE	.05	1.90	-3.35	.00	.37	.17	.00	296.91	-601.14	-.07	601.14	
20	STINGER	-9.34	.76	-4.09	.00	-2.23	.26	.00	292.40	-633.12	-35.84	634.13	
22	STINGER	-17.24	-.39	-4.72	.00	8.18	.12	.00	295.79	-324.37	-2.08	324.38	
24	STINGER	-25.10	-1.75	-5.33	83.51	-44.25	.00	.00	292.31	-377.59	151.08	406.69	
26	STINGER	-31.83	-3.16	-5.86	-.17	200.12	.16	.00	294.42	-429.50	8.99	429.59	
28	STINGER	-37.93	-4.56	-6.34	-.73	-211.36	.38	.00	289.03	-185.34	-784.87	806.46	
30	SAGBEND	-49.78	-7.42	-6.72	.00	.00	.00	.00	288.98	45.55	-445.75	448.08	
31	SAGBEND	-61.65	-10.25	-6.54	.00	.00	.00	.00	287.31	170.99	-227.93	284.94	
32	SAGBEND	-73.55	-12.88	-6.09	.00	.00	.00	.00	285.35	240.50	-108.47	263.83	
33	SAGBEND	-85.51	-15.23	-5.50	.00	.00	.00	.00	283.51	279.04	-44.32	282.54	
34	SAGBEND	-97.52	-17.26	-4.85	.00	.00	.00	.00	281.92	299.23	-11.04	299.43	
35	SAGBEND	-109.59	-18.94	-4.18	.00	.00	.00	.00	280.62	306.97	5.79	307.02	
36	SAGBEND	-121.70	-20.26	-3.52	.00	.00	.00	.00	279.62	303.94	14.89	304.30	
37	SAGBEND	-133.84	-21.23	-2.87	.00	.00	.00	.00	278.92	288.34	21.89	289.17	
38	SAGBEND	-146.01	-21.85	-2.25	.00	.00	.00	.00	278.52	254.32	31.44	256.25	
39	SAGBEND	-158.19	-22.17	-1.67	.32	.11	.00	.00	278.38	190.01	48.20	196.03	
40	SEABED	-170.38	-22.28	-1.14	10.20	3.07	.00	.00	278.42	80.19	77.51	111.52	
41	SEABED	-182.57	-22.28	-.70	14.07	4.22	.00	.00	278.43	6.59	95.38	95.60	
42	SEABED	-194.77	-22.27	-.38	10.72	3.22	.00	.00	278.43	-6.03	93.07	93.26	
43	SEABED	-206.97	-22.27	-.16	9.26	2.78	.00	.00	278.44	-2.46	81.86	81.90	
44	SEABED	-219.17	-22.27	-.05	9.15	2.73	.00	.00	278.45	-.13	63.57	63.57	
45	SEABED	-231.37	-22.27	.00	9.27	.69	.00	.00	278.46	.20	32.86	32.86	
46	SEABED	-243.57	-22.27	.00	9.31	-1.62	.00	.00	278.46	.07	4.89	4.89	
47	SEABED	-255.77	-22.27	.00	9.31	-.63	.00	.00	278.46	.00	-1.82	1.82	
48	SEABED	-267.97	-22.27	.00	9.31	-.04	.00	.00	278.46	-.01	-1.05	1.05	
49	SEABED	-280.17	-22.27	.00	.00	.01	.00	.00	278.46	.00	.00	.00	

MMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM
MMMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMMM
MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM
MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM
MMM MMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMMM
MMM MMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMMM
MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM
MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM
MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM
MMMMMMMMMMMMM MMM MMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM
MMMMMMM MMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM

```
*****
*
*               O F F P I P E  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM
*
*   COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.
*
*               VERSION NO. - 2.05 AC
*               RELEASED ON - 10/24/1993
*               LICENSED TO - RICKY TAWEKAL
*
*****
*
*   OFFPIPE IS A NONLINEAR, 3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE
*   STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.
*   THIS VERSION OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-
*   ERATIONS AND DAVIT LIFTS.
*
*   OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR.
*   AND ARE MADE AVAILABLE UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM
*   AND ITS DOCUMENTATION CANNOT BE USED OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS WRITTEN PER-
*   MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR.
*
*   WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION
*   ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY, EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY
*   WILL BE ACCEPTED BY ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY LOSSES OR DAMAGES WHICH MAY
*   RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS.
*
*   OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-
*   ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:
*
*               ROBERT C. MALAHY, JR.           TELEPHONE: (713) 664-8635
*               8007 MULLINS                     FACSIMILE: (713) 664-0962
*               HOUSTON, TEXAS 77081
*               U.S.A.
*
*****
```

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	PAGE 3
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS	
JOB NO. -	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI	DATE - 3/16/2017 TIME - 6:36:22 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

PRINTED OUTPUT SELECTED

=====

PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUTNO
USE DNV STRESS FORMULANO
STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ..YES
STATIC SOLUTION SUMMARYYES
OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRYNO
STINGER BALLAST SCHEDULE DATANO
DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES ..NO
DYNAMIC RANGE OF PIPE DATANO
DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATANO
PLOT DATA FILE SUMMARY TABLESNO

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

=====

PLOT TABLE INDEX	1
PLOT NUMBER	1
PLOT TYPE OPTION NUMBER	1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER	2
AXIS LABEL FOR ORDINATE	"PIPELINE Y COORDINATE - ELEV "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER	1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA	"PIPELINE X COORDINATE "
PLOT TITLE	"PIPELINE PROFILE "
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE000

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

=====

PLOT TABLE INDEX	3
PLOT NUMBER	1
PLOT TYPE OPTION NUMBER	1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER	15
AXIS LABEL FOR ORDINATE	"PIPELINE PERCENTAGE YIELD STRESS"
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER	1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA	"PIPELINE X COORDINATE "
PLOT TITLE	"PIPELINE MAXIMUM STRESS "
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000

MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE000

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 4
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI DATE - 3/16/2017 TIME - 6:36:22 CASE 1
=====

I N P U T D A T A E C H O

PIPE PROPERTIES

=====

PIPE PROPERTY TABLE ROW 1
PIPE SECTION LENGTH000 M
STEEL MODULUS OF ELASTICITY 207000. MPA
AREA OF STEEL CROSS SECTION000 CM**2
COATED PIPE AVG MOMENT OF INERTIA00 CM**4
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH IN AIR 1007.00 N/M
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH SUBMERGED .. 763.00 N/M
MAXIMUM ALLOWABLE PIPE STRAIN230000 PCT

STEEL OUTSIDE DIAMETER 50.8000 CM
STEEL WALL THICKNESS 1.2700 CM
YIELD STRESS 414.00 MPA
STRESS/STRAIN INTENSE FACTOR0000
HYDRODYNAMIC OUTSIDE DIAMETER000 CM
DRAG COEFFICIENT7000
HYDRODYNAMIC TOTAL AREA000 CM**2
ADDED MASS COEFFICIENT 1.0000
POISSON'S RATIO3000
COEFFICIENT OF THERMAL EXPANSION .. .00011700 1/DEG C

PIPE COATING PROPERTIES

=====

PIPE PROPERTY TABLE INDEX 1
CORROSION COATING THICKNESS 10.000 CM
CONCRETE COATING THICKNESS 5.461 CM
STEEL WEIGHT DENSITY 76982. N/M**3
CORROSION COATING WEIGHT DENSITY .. 2628. N/M**3
CONCRETE COATING WEIGHT DENSITY ... 0. N/M**3
DESIRED PIPE SPECIFIC GRAVITY0000

AVERAGE PIPE JOINT LENGTH 12.200 M
FIELD JOINT LENGTH300 M
JOINT FILL WEIGHT DENSITY 0. N/M**3
DENSITY OF PIPE CONTENTS 0. N/M**3

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 5
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI DATE - 3/16/2017 TIME - 6:36:22 CASE 1
=====

I N P U T D A T A E C H O

LAYBARGE DESCRIPTION

=====

NUMBER OF PIPE NODES 9
BARGE GEOMETRY SPECIFIED BY 1 X-Y COORDINATES
OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS000 M
TANGENT POINT X-COORDINATE000 M
TANGENT POINT Y-COORDINATE000 M
PIPE ANGLE RELATIVE TO DECK0000 DEG
HEIGHT OF DECK ABOVE WATER 2.500 M
LAYBARGE FORWARD (X) OFFSET000 M
BARGE TRIM ANGLE5000 DEG

STERN SHOE X COORDINATE000 M
STERN SHOE Y COORDINATE000 M
ROTATION CENTER X COORDINATE 42.670 M
ROTATION CENTER Y COORDINATE -2.750 M
ROTATION CENTER Z COORDINATE000 M
BARGE HEADING0000 DEG
BARGE OFFSET FROM RIGHT-OF-WAY000 M
PIPE RAMP PIVOT X COORDINATE000 M
PIPE RAMP PIVOT Y COORDINATE000 M
PIPE RAMP PIVOT ROTATION ANGLE000 DEG

NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)	SUPPORT TYPE	DAVIT SPACING (M)
64.220	1.838	1 SIMPLE SUPPORT	.000
59.740	1.760	1 SIMPLE SUPPORT	.000
48.240	1.560	1 SIMPLE SUPPORT	.000
38.110	1.383	2 PIPE TENSIONER	.000
33.440	1.302	1 SIMPLE SUPPORT	.000
26.660	1.183	2 PIPE TENSIONER	.000
21.340	1.092	1 SIMPLE SUPPORT	.000
12.150	.757	1 SIMPLE SUPPORT	.000
-.040	-.390	1 SIMPLE SUPPORT	.000

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 6
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI DATE - 3/16/2017 TIME - 6:36:22 CASE 1
=====

I N P U T D A T A E C H O

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX 1
SUPPORT ELEMENT TYPE 1 SIMPLE SUPPORT
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M

```

VERTICAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION ..... .0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . .000 DEG

SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL ..... .000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. .... .000 M
BED ROLLER LENGTH ..... 2.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED .... .000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES
=====
SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX ..... 2
SUPPORT ELEMENT TYPE ..... 2 TENSIONER
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION ..... .0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . .000 DEG

SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL ..... .000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. .... .000 M
BED ROLLER LENGTH ..... 4.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED .... .000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 7
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI DATE - 3/16/2017 TIME - 6:36:22 CASE 1
=====

I N P U T D A T A E C H O

STINGER DESCRIPTION
=====
NUMBER OF PIPE/STINGER NODES ..... 5
STINGER GEOMETRY SPECIFIED BY ..... 1 X-Y COORD AND TANGENT PT
STINGER TYPE ..... 1 FIXED GEOMETRY OR RAMP
OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS ..... .00 M
HITCH X-COORDINATE ..... -1.497 M
HITCH Y-COORDINATE ..... -1.800 M

X COORDINATE OF LOCAL ORIGIN ..... -1.497 M
Y COORDINATE OF LOCAL ORIGIN ..... -1.800 M
ROTATION ABOUT STINGER HITCH ..... 8.880 DEG
TANGENT POINT X-COORDINATE ..... .000 M
TANGENT POINT Y-COORDINATE ..... .000 M
TANGENT POINT ANGLE ..... .000 DEG

NODE X      NODE Y      SUPPORT      ELEMENT      ELEMENT
COORD      COORD      TYPE          TYPE          LENGTH
(M )      (M )
=====
-8.820      1.644      7 USER DEFINED 2 HINGED END  .000
-16.820     1.944      7 USER DEFINED 1 FIXED END   .000
-24.820     1.994      7 USER DEFINED 1 FIXED END   .000
-31.698     1.544      7 USER DEFINED 1 FIXED END   .000
-37.948     .944       7 USER DEFINED 1 FIXED END   .000

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES
=====
SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX ..... 7
SUPPORT ELEMENT TYPE ..... 1 SIMPLE SUPPORT
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION ..... .0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . 30.000 DEG

SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL ..... .000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. .... .000 M
BED ROLLER LENGTH ..... 2.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED .... .000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 8
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI DATE - 3/16/2017 TIME - 6:36:22 CASE 1
=====

I N P U T D A T A E C H O

SAGBEND GEOMETRY
=====
SAGBEND PIPE ELEMENT LENGTH ..... 12.200 M
WATER DEPTH ..... 15.00 M
ESTIMATED SAGBEND X LENGTH ..... .00 M
ESTIMATED PIPE LENGTH ON SEABED ... .00 M
X-COORD OF PIPE FREE END ON SEABED . .00 M
ESTIMATED SPAN DEPTH FOR BOW LINE . .00 M
PIPE VERTICAL ANGLE AT SEABED ..... .000 DEG
X-COORDINATE OF SPECIFIED DEPTH ... .00 M
MAXIMUM SLOPE (ANGLE) OF SEABED ... .000 DEG
DIRECTION OF MAXIMUM SLOPE ..... .000 DEG

SOIL ELEMENT PROPERTIES
=====
VERTICAL STIFFNESS ..... .00 KN/M**2
DEFLECTION UNDER REFERENCE LOAD ... .0000 CM
LATERAL STIFFNESS ..... .00 KN/M**2

```

```

SOIL COEFFICIENT OF FRICTION ..... .300
NUMBER OF INTEGRATION POINTS ..... 0

PIPE TENSION
=====
STATIC PIPE TENSION ON LAYBARGE ... 235.200 KN
MINIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... .000 KN
MAXIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... .000 KN

END OF INPUT DATA

STATIC SOLUTION CONVERGED IN ( 15 ) ITERATIONS

***** WARNING / INFORMATIVE MESSAGE NO. - 25 *****

The Newtons method iteration failed to converge in ( 51 ) iterations in time step ( 1 ) of the dynamic solution. The maximum residual force for the last iteration was ( 1.2989E+02 ). The corresponding maximum corrective displacement was ( 1.4521E-03 ).

***** WARNING / INFORMATIVE MESSAGE NO. - 25 *****

The Newtons method iteration failed to converge in ( 51 ) iterations in time step ( 2 ) of the dynamic solution. The maximum residual force for the last iteration was ( 1.2989E+02 ). The corresponding maximum corrective displacement was ( 1.2996E-03 ).

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC DATE - 3/16/2017 TIME - 6:36:22 PAGE 9
PROJECT - TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS JOB NO. -
USER ID - DINI LICENSED TO: RICKY TAWEKAL CASE 1
=====

S T A T I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

=====
NODE PIPE X Y VERT PIPE SUPPORT SEPARA AXIAL BENDING TENSILE BENDING TOTAL PERCNT
NO. SECTION COORD COORD ANGLE LENGTH REACTION -TION TENSION MOMENT STRESS STRESS STRESS YIELD
(M ) (M ) (DEG ) (M ) (KN ) (M ) (KN ) (KN-M) (MPA ) (MPA ) (MPA ) (PCT )
=====
1 LAYBARGE 64.18 4.53 1.50 .00 .771 .000 .00 .000 .00 .00 .00 .00
3 LAYBARGE 59.70 4.41 1.50 4.48 8.788 .000 -.12 -4.261 -.01 -1.78 1.79 .43
5 LAYBARGE 48.20 4.11 1.50 15.98 13.442 .000 -.42 -11.812 -.02 -4.95 4.97 1.20
7 TENSIONR 38.07 3.84 1.49 26.11 -2.162 .000 116.92 2.107 5.92 .88 6.80 1.64
9 LAYBARGE 33.40 3.72 1.52 30.78 30.610 .000 116.79 -25.666 5.91 -10.75 16.66 4.02
11 TENSIONR 26.63 3.54 1.43 37.57 -84.936 .000 234.19 39.605 11.85 16.59 28.44 6.87
13 LAYBARGE 21.31 3.41 1.70 42.89 45.430 .000 233.69 -300.798 11.83 -126.00 137.82 33.29
15 LAYBARGE 12.12 2.99 3.74 52.08 89.676 .000 231.79 -661.833 11.73 -277.22 288.95 69.80
17 LAYBARGE -.07 1.87 6.48 64.33 .000 .130 232.05 -346.334 11.74 -145.07 156.81 37.88

20 STINGER -9.49 .69 7.75 73.82 .000 .178 231.07 -259.915 11.69 -108.87 120.56 29.12
22 STINGER -17.42 -.46 8.72 81.83 .000 .040 229.96 -288.706 11.59 -120.93 132.57 32.02
24 STINGER -25.31 -1.75 9.96 89.83 54.938 .000 228.65 -391.370 11.39 -163.93 175.50 42.39
26 STINGER -32.09 -3.01 10.89 96.72 .000 .317 228.20 -197.635 11.24 -82.78 94.32 22.78
28 STINGER -38.25 -4.22 11.25 103.00 .000 .729 227.42 -55.217 11.07 -23.13 34.63 8.37

30 SAGBEND -50.22 -6.59 10.99 115.20 .000 .000 225.55 132.339 10.73 55.43 66.84 16.14
31 SAGBEND -62.22 -8.81 9.92 127.41 .000 .000 223.69 242.008 10.41 101.37 112.68 27.22
32 SAGBEND -74.26 -10.76 8.38 139.61 .000 .000 222.07 302.902 10.13 126.88 138.10 33.36
33 SAGBEND -86.36 -12.35 6.60 151.81 .000 .000 220.79 330.486 9.90 138.43 149.59 36.13
34 SAGBEND -98.50 -13.56 4.75 164.01 .000 .000 219.86 331.222 9.73 138.74 149.85 36.20
35 SAGBEND -110.67 -14.38 2.96 176.21 .000 .000 219.31 304.577 9.62 127.58 138.66 33.49
36 SAGBEND -122.86 -14.84 1.42 188.41 .007 .000 219.09 243.008 9.56 101.79 112.87 27.26

37 SEABED -135.06 -15.01 .35 200.61 6.739 .000 219.13 130.346 9.54 54.60 65.70 15.87
38 SEABED -147.26 -15.04 -.03 212.81 15.503 .000 219.20 21.624 9.54 9.06 20.28 4.90
39 SEABED -159.46 -15.03 -.04 225.01 11.899 .000 219.19 -6.785 9.54 -2.84 14.14 3.42
40 SEABED -171.66 -15.02 -.01 237.21 9.448 .000 219.19 -4.198 9.54 -1.76 13.08 3.16
41 SEABED -183.86 -15.02 .00 249.41 9.083 .000 219.19 -.573 9.54 -.24 11.59 2.80
42 SEABED -196.06 -15.02 .00 261.61 9.232 .000 219.19 .169 9.54 .07 11.43 2.76
43 SEABED -208.26 -15.02 .00 273.81 .000 .000 219.19 .000 9.54 .00 11.36 2.74

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 10
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI DATE - 3/16/2017 TIME - 6:36:22 CASE 1
=====

S T A T I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES ( 1 )
=====
PIPE SECTION LENGTH .. .00 M ELASTIC MODULUS ..... 207000. MPA
OUTSIDE DIAMETER ..... 50.800 CM CROSS SECTIONAL AREA .. 197.62 CM2
WALL THICKNESS ..... 1.270 CM MOMENT OF INERTIA .... 60639.28 CM4
WEIGHT/LENGTH IN AIR .. 1007.000 N/M YIELD STRESS ..... 414.00 MPA
SUBMERGED WGHT/LENG .. 763.000 N/M STRESS INTENS FACTOR .. 1.000
SPECIFIC GRAVITY ..... 4.127 STEEL DENSITY ..... 76982.0 N/M3
WRAP COAT THICKNESS .. 10.000 CM WRAP COAT DENSITY .... 2628.0 N/M3
CONCRETE THICKNESS ... 5.461 CM CONCRETE DENSITY ..... .0 N/M3

BARGE DATA
=====
TOTAL PIPE TENSION ... 235.20 KN RADIUS OF CURVATURE .. .00 M
NUMBER OF TENSIONERS .. 2 BARGE TRIM ANGLE ..... .500 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS .. 7 PIPE ANGLE AT STERN .. 6.483 DEG

STINGER DATA
=====
NO. OF PIPE SUPPORTS .. 5 STINGER STERN DEPTH .. -4.22 M
NO. STINGER SECTIONS .. 5 PIPE ANGLE AT STERN .. 11.247 DEG
RADIUS OF CURVATURE .. .00 M STINGER LENGTH ..... 38.15 M

SAGBEND DATA
=====
WATER DEPTH ..... 15.00 M HORIZ PIPE TENSION ... 219.19 KN
TOUCHDOWN X-COORD. ... -133.03 M BOTTOM SLOPE ANGLE ... .000 DEG

```


===== SOLUTION SUMMARY =====									
NODE	PIPE	X	Y	VERT	REACT	BENDING	BENDING	TOTAL	PCT
NO.	SECTION	COORD	COORD	ANGLE	-ION	MOMENT	STRESS	STRESS	YLD
=====									
1	LAYBARGE	64.2	4.5	1.5	.8	.0	.0	.0	0.
3	LAYBARGE	59.7	4.4	1.5	8.8	-4.3	-1.8	1.8	0.
5	LAYBARGE	48.2	4.1	1.5	13.4	-11.8	-4.9	5.0	1.
7	TENSIONR	38.1	3.8	1.5	-2.2	2.1	.9	6.8	2.
9	LAYBARGE	33.4	3.7	1.5	30.6	-25.7	-10.8	16.7	4.
11	TENSIONR	26.6	3.5	1.4	-84.9	39.6	16.6	28.4	7.
13	LAYBARGE	21.3	3.4	1.7	45.4	-300.8	-126.0	137.8	33.
15	LAYBARGE	12.1	3.0	3.7	89.7	-661.8	-277.2	289.0	70.
17	LAYBARGE	-.1	1.9	6.5	.0	-346.3	-145.1	156.8	38.
20	STINGER	-9.5	.7	7.7	.0	-259.9	-108.9	120.6	29.
22	STINGER	-17.4	-.5	8.7	.0	-288.7	-120.9	132.6	32.
24	STINGER	-25.3	-1.8	10.0	54.9	-391.4	-163.9	175.5	42.
26	STINGER	-32.1	-3.0	10.9	.0	-197.6	-82.8	94.3	23.
28	STINGER	-38.3	-4.2	11.2	.0	-55.2	-23.1	34.6	8.
34	SAGBEND	-98.5	-13.6	4.7	.0	331.2	138.7	149.8	36.
37	SEABED	-135.1	-15.0	.4	6.7	130.3	54.6	65.7	16.

```

MMMMMMMM      MMMMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMM      MMMMMMMMM      MMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMMMM
MMMMMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMMMM
MMM          MMM      MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM
MMM          MMM      MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM
MMM          MMM      MMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMMMMMM      MMM          MMMMMMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMMMM
MMM          MMM      MMMMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMMMM      MMM          MMMMMMMMMMMMM      MMMMMMMMMMMMM
MMM          MMM      MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM
MMM          MMM      MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM
MMM          MMM      MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM
MMMMMMMMMMMMMM      MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM
MMMMMMMMMM      MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM          MMM

```

```

*****
*
*               O F F P I P E  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM
*
*       COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.
*
*               VERSION NO. - 2.05 AC
*               RELEASED ON - 10/24/1993
*               LICENSED TO - RICKY TAWEKAL
*
*****
*
* OFFPIPE IS A NONLINEAR, 3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE
* STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.
* THIS VERSION OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-
* ERATIONS AND DAVIT LIFTS.
*
* OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR.
* AND ARE MADE AVAILABLE UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM
* AND ITS DOCUMENTATION CANNOT BE USED OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS WRITTEN PER-
* MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR.
*
* WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION
* ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY, EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY
* WILL BE ACCEPTED BY ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY LOSSES OR DAMAGES WHICH MAY
* RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS.
*
* OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-
* ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:
*
*               ROBERT C. MALAHY, JR.          TELEPHONE: (713) 664-8635
*               8007 MULLINS                   FACSIMILE: (713) 664-0962
*               HOUSTON, TEXAS 77081
*               U.S.A.
*
*****

```

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          PAGE   3
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. -                      LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI                 DATE - 4/14/2017   TIME - 22:12:42   CASE   1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

PRINTED OUTPUT SELECTED

=====

```

PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUT .....NO
USE DNV STRESS FORMULA .....NO
STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ..YES
STATIC SOLUTION SUMMARY .....YES
OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRY ....NO
STINGER BALLAST SCHEDULE DATA ....NO
DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES ..YES
DYNAMIC RANGE OF PIPE DATA .....YES
DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATA .....NO
PLOT DATA FILE SUMMARY TABLES ....NO

```

CONTROL SWITCHES

=====

```

MAXIMUM STATIC ITERATIONS ..... 500
MAX DYNAMIC ITERATIONS PER STEP ... 500
PROBLEM TYPE (0=STATIC,1=DYNAMIC) . 1
PINNED PIPE END ON SEABED ..... 0
DAVIT LIFT ANALYSIS (1=YES,0=NO) .. 0
STOP INTEGRATION AT TIME STEP .... 0
NUMBER OF DIMENSIONS (2 OR 3) ..... 0
INITIATION BY BOWLINE (1=YES,0=NO) 0
SUPPORT RELEASE LOGIC PARAMETER ... 0

```

PLOTTER CONFIGURATION

=====

```

PLOTTER TYPE OPTION NUMBER ..... 3
DATA RANGE OPTION NUMBER ..... 2
PLOT PAGE WIDTH ( IN ) ..... .000
PLOT PAGE HEIGHT ( IN ) ..... .000

```

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

=====

```

PLOT TABLE INDEX ..... 1
PLOT NUMBER ..... 1
PLOT TYPE OPTION NUMBER ..... 1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT ..... .000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT .... .000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER .... 2
AXIS LABEL FOR ORDINATE ..... "PIPELINE Y COORDINATE - ELEV "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER .... 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA ..... "PIPELINE X COORDINATE "

```

```

PLOT TITLE ..... "PIPELINE PROFILE "
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... .000

```

```

MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... .000
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... .000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... .000

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          PAGE   4
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. -                               LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI                         DATE - 4/14/2017   TIME - 22:12:42   CASE   1
=====

      I N P U T   D A T A   E C H O

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES
=====
PLOT TABLE INDEX ..... 3
PLOT NUMBER ..... 1
PLOT TYPE OPTION NUMBER ..... 1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT ..... .000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT ..... .000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER ..... 15
AXIS LABEL FOR ORDINATE ..... "PIPELINE PERCENTAGE YIELD STRESS"
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER ..... 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA ..... "PIPELINE X COORDINATE"

PLOT TITLE ..... "PIPELINE MAXIMUM STRESS"

MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... .000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... .000
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... .000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... .000

PIPE PROPERTIES
=====
PIPE PROPERTY TABLE ROW ..... 1
PIPE SECTION LENGTH ..... .000 M
STEEL MODULUS OF ELASTICITY ..... 207000. MPA
AREA OF STEEL CROSS SECTION ..... .000 CM**2
COATED PIPE AVG MOMENT OF INERTIA ..... .00 CM**4
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH IN AIR ..... 1007.00 N/M
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH SUBMERGED .. 763.00 N/M
MAXIMUM ALLOWABLE PIPE STRAIN ..... .230000 PCT

STEEL OUTSIDE DIAMETER ..... 50.8000 CM
STEEL WALL THICKNESS ..... 1.2700 CM
YIELD STRESS ..... 414.00 MPA
STRESS/STRAIN INTENSE FACTOR ..... .0000
HYDRODYNAMIC OUTSIDE DIAMETER ..... .000 CM
DRAG COEFFICIENT ..... .7000
HYDRODYNAMIC TOTAL AREA ..... .000 CM**2
ADDED MASS COEFFICIENT ..... 1.0000
POISSON'S RATIO ..... .3000
COEFFICIENT OF THERMAL EXPANSION .. .00011700 1/DEG C

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          PAGE   5
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. -                               LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI                         DATE - 4/14/2017   TIME - 22:12:42   CASE   1
=====

      I N P U T   D A T A   E C H O

PIPE COATING PROPERTIES
=====
PIPE PROPERTY TABLE INDEX ..... 1
CORROSION COATING THICKNESS ..... 10.000 CM
CONCRETE COATING THICKNESS ..... 5.461 CM
STEEL WEIGHT DENSITY ..... 76982. N/M**3
CORROSION COATING WEIGHT DENSITY .. 2628. N/M**3
CONCRETE COATING WEIGHT DENSITY .. 0. N/M**3
DESIRED PIPE SPECIFIC GRAVITY ..... .0000

AVERAGE PIPE JOINT LENGTH ..... 12.200 M
FIELD JOINT LENGTH ..... .300 M
JOINT FILL WEIGHT DENSITY ..... 0. N/M**3
DENSITY OF PIPE CONTENTS ..... 0. N/M**3

LAYBARGE DESCRIPTION
=====
NUMBER OF PIPE NODES ..... 9
BARGE GEOMETRY SPECIFIED BY ..... 1 X-Y COORDINATES
OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS ..... .000 M
TANGENT POINT X-COORDINATE ..... .000 M
TANGENT POINT Y-COORDINATE ..... .000 M
PIPE ANGLE RELATIVE TO DECK ..... .0000 DEG
HEIGHT OF DECK ABOVE WATER ..... 2.500 M
LAYBARGE FORWARD (X) OFFSET ..... .000 M
BARGE TRIM ANGLE ..... .5000 DEG

STERN SHOE X COORDINATE ..... .000 M
STERN SHOE Y COORDINATE ..... .000 M
ROTATION CENTER X COORDINATE ..... 42.670 M
ROTATION CENTER Y COORDINATE ..... -2.750 M
ROTATION CENTER Z COORDINATE ..... .000 M
BARGE HEADING ..... .0000 DEG
BARGE OFFSET FROM RIGHT-OF-WAY .... .000 M
PIPE RAMP PIVOT X COORDINATE ..... .000 M
PIPE RAMP PIVOT Y COORDINATE ..... .000 M
PIPE RAMP PIVOT ROTATION ANGLE .... .000 DEG

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          PAGE   6
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. -                               LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI                         DATE - 4/14/2017   TIME - 22:12:42   CASE   1
=====

      I N P U T   D A T A   E C H O

```

NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)	SUPPORT TYPE	DAVIT SPACING (M)
64.220	1.838	1 SIMPLE SUPPORT	.000
59.740	1.760	1 SIMPLE SUPPORT	.000
48.240	1.560	1 SIMPLE SUPPORT	.000
38.110	1.383	2 PIPE TENSIONER	.000
33.440	1.302	1 SIMPLE SUPPORT	.000
26.660	1.183	2 PIPE TENSIONER	.000
21.340	1.092	1 SIMPLE SUPPORT	.000
12.150	.757	1 SIMPLE SUPPORT	.000
-.040	-.390	1 SIMPLE SUPPORT	.000

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX	1
SUPPORT ELEMENT TYPE	1 SIMPLE SUPPORT
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION	.0010 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL	.000 DEG
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL	.000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L.	.000 M
BED ROLLER LENGTH	2.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED	.000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX	2
SUPPORT ELEMENT TYPE	2 TENSIONER
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION	.0020 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL	.000 DEG
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL	.000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L.	.000 M
BED ROLLER LENGTH	4.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED	.000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 7

TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL

USER ID - DINI DATE - 4/14/2017 TIME - 22:12:42 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

=====

STINGER DESCRIPTION

=====

NUMBER OF PIPE/STINGER NODES	5
STINGER GEOMETRY SPECIFIED BY	1 X-Y COORD AND TANGENT PT
STINGER TYPE	1 FIXED GEOMETRY OR RAMP
OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS	.00 M
HITCH X-COORDINATE	-.497 M
HITCH Y-COORDINATE	-1.800 M
X COORDINATE OF LOCAL ORIGIN	-.497 M
Y COORDINATE OF LOCAL ORIGIN	-1.800 M
ROTATION ABOUT STINGER HITCH	8.880 DEG
TANGENT POINT X-COORDINATE	.000 M
TANGENT POINT Y-COORDINATE	.000 M
TANGENT POINT ANGLE	.000 DEG

NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)	SUPPORT TYPE	ELEMENT TYPE	ELEMENT LENGTH (M)
-8.820	1.644	7 USER DEFINED	2 HINGED END	.000
-16.820	1.944	7 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-24.820	1.994	7 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-31.698	1.544	7 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-37.948	.944	7 USER DEFINED	1 FIXED END	.000

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX	7
SUPPORT ELEMENT TYPE	1 SIMPLE SUPPORT
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION	.0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL	30.000 DEG
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL	.000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L.	.000 M
BED ROLLER LENGTH	2.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED	.000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.	.000 KN/DEG

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 8

TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL

USER ID - DINI DATE - 4/14/2017 TIME - 22:12:42 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

SAGBEND GEOMETRY

```
=====
SAGBEND PIPE ELEMENT LENGTH ..... 12.200 M
WATER DEPTH ..... 22.25 M
ESTIMATED SAGBEND X LENGTH ..... .00 M
ESTIMATED PIPE LENGTH ON SEABED ... .00 M
X-COORD OF PIPE FREE END ON SEABED .00 M
ESTIMATED SPAN DEPTH FOR BOW LINE . .00 M
PIPE VERTICAL ANGLE AT SEABED ..... .000 DEG
X-COORDINATE OF SPECIFIED DEPTH ... .00 M
MAXIMUM SLOPE (ANGLE) OF SEABED ... .000 DEG
DIRECTION OF MAXIMUM SLOPE ..... .000 DEG
```

SOIL ELEMENT PROPERTIES

```
=====
VERTICAL STIFFNESS ..... .00 KN/M**2
DEFLECTION UNDER REFERENCE LOAD ... .0000 CM
LATERAL STIFFNESS ..... .00 KN/M**2
SOIL COEFFICIENT OF FRICTION ..... .300
NUMBER OF INTEGRATION POINTS ..... 0
```

PIPE TENSION

```
=====
STATIC PIPE TENSION ON LAYBARGE ... 235.200 KN
MINIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... 235.200 KN
MAXIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... 440.000 KN
```

CURRENT VELOCITIES

```
=====
WATER      CURRENT      DIRECTION
DEPTH      SPEED        OF TRAVEL
(M )       (M/S )       (DEG )
=====
.000       .710        180.000
4.450     .670        180.000
11.125    .640        180.000
15.575    .590        180.000
20.025    .420        180.000
22.250    .240        180.000
```

```
=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC      PAGE   9
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. -                               LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI                       DATE - 4/14/2017   TIME - 22:12:42   CASE  1
=====
```

I N P U T D A T A E C H O

BARGE MOTION RAO TABLE (OFFPIPE) SIGN CONVENTION

```
=====
WAVE /----- SURGE -----/ /----- SWAY -----/ /----- HEAVE -----/
FREQUENCY AMPLITUDE PHASE /----- SWAY -----/ /----- HEAVE -----/
(RAD/S ) (M/M ) (DEG) (M/M ) (DEG) (M/M ) (DEG)
=====
.2513 .9770 -106.00 .0000 .00 .9880 -15.00
.3142 .9540 -116.00 .0000 .00 .9710 -25.00
.3307 .9450 -118.00 .0000 .00 .9650 -27.00
.3491 .9350 -122.00 .0000 .00 .9560 -31.00
.3696 .9210 -126.00 .0000 .00 .9450 -34.00
.3927 .9030 -131.00 .0000 .00 .9300 -39.00
.4189 .8790 -136.00 .0000 .00 .9100 -45.00
.4333 .8650 -140.00 .0000 .00 .8970 -48.00
.4488 .8480 -143.00 .0000 .00 .8810 -51.00
.4654 .8280 -148.00 .0000 .00 .8630 -55.00
.4833 .8050 -152.00 .0000 .00 .8410 -60.00
.5027 .7780 -157.00 .0000 .00 .8140 -65.00
.5236 .7460 -163.00 .0000 .00 .7820 -71.00
.5464 .7080 -170.00 .0000 .00 .7430 -77.00
.5712 .6630 -177.00 .0000 .00 .6950 -84.00
.5984 .6610 173.00 .0000 .00 .6360 -92.00
.6283 .5490 163.00 .0000 .00 .5640 -102.00
.6614 .4760 151.00 .0000 .00 .4780 -112.00
.6981 .3910 137.00 .0000 .00 .3770 -124.00
.7392 .2950 120.00 .0000 .00 .2610 -135.00
```

```
=====
WAVE /----- ROLL -----/ /----- PITCH -----/ /----- YAW -----/
FREQUENCY AMPLITUDE PHASE /----- PITCH -----/ /----- YAW -----/
(RAD/S ) (DEG/M ) (DEG) (DEG/M ) (DEG) (DEG/M ) (DEG)
=====
.2513 .0000 .00 .3660 74.00 .0000 .00
.3142 .0000 .00 .5670 66.00 .0000 .00
.3307 .0000 .00 .6260 63.00 .0000 .00
.3491 .0000 .00 .6940 60.00 .0000 .00
.3696 .0000 .00 .7740 56.00 .0000 .00
.3927 .0000 .00 .8660 52.00 .0000 .00
.4189 .0000 .00 .9740 47.00 .0000 .00
.4333 .0000 .00 1.0340 44.00 .0000 .00
.4488 .0000 .00 1.1000 41.00 .0000 .00
.4654 .0000 .00 1.1700 37.00 .0000 .00
.4833 .0000 .00 1.2460 33.00 .0000 .00
.5027 .0000 .00 1.3260 28.00 .0000 .00
.5236 .0000 .00 1.4120 23.00 .0000 .00
.5464 .0000 .00 1.5020 17.00 .0000 .00
.5712 .0000 .00 1.5940 10.00 .0000 .00
.5984 .0000 .00 1.6860 3.00 .0000 .00
.6283 .0000 .00 1.7710 -5.00 .0000 .00
.6614 .0000 .00 1.8410 -15.00 .0000 .00
```

```
=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC      PAGE  10
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. -                               LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI                       DATE - 4/14/2017   TIME - 22:12:42   CASE  1
=====
```

I N P U T D A T A E C H O

```
.6981 .0000 .00 1.8790 -28.00 .0000 .00
.7392 .0000 .00 1.8560 -42.00 .0000 .00
```

TIME INTEGRATION PARAMETERS

```
=====
TIME STEP LENGTH ..... .2000 SEC
SOLUTION STARTS AT TIME ..... 60.000 SEC
MAXIMUM TIME OF INTEGRATION ..... 360.000 SEC
SOLUTION SAMPLING TIME STEP..... 1.000 SEC
DAMPING RATIO ..... .2000
```

WAVE SPECTRUM COEFFICIENTS

```
=====
NUMBER OF WAVES IN SPECTRUM ..... 20
1ST SPECTRUM COEFFICIENT ..... .0069 M2/S4
2ND SPECTRUM COEFFICIENT ..... 3.3000 1/S**4
MINIMUM FREQUENCY IN SPECTRUM ..... .2153 RAD/S
MAXIMUM FREQUENCY IN SPECTRUM ..... .7392 RAD/S
DIRECTION OF WAVE TRAVEL ..... .000 DEG
```

PRINTED OUTPUT SELECTED

```
=====
PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUT .....YES
USE DNV STRESS FORMULA .....NO
STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ...NO
STATIC SOLUTION SUMMARY .....YES
OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRY ....NO
STINGER BALLAST SCHEDULE DATA .....NO
DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES ..YES
DYNAMIC RANGE OF PIPE DATA .....NO
DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATA .....NO
PLOT DATA FILE SUMMARY TABLES .....NO
```

END OF INPUT DATA

STATIC SOLUTION CONVERGED IN (14) ITERATIONS

***** WARNING / INFORMATIVE MESSAGE NO. - 25 *****

The Newtons method iteration failed to converge in (51) iterations in time step (1) of the dynamic solution. The maximum residual force for the last iteration was (1.2989E+02). The corresponding maximum corrective displacement was (1.4521E-03).

***** WARNING / INFORMATIVE MESSAGE NO. - 25 *****

The Newtons method iteration failed to converge in (51) iterations in time step (2) of the dynamic solution. The maximum residual force for the last iteration was (1.2989E+02). The corresponding maximum corrective displacement was (1.2996E-03).

```
=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 11
TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DINI DATE - 4/14/2017 TIME - 22:12:42 CASE 1
=====
```

S T A T I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES (1)

```
=====
PIPE SECTION LENGTH .. .00 M ELASTIC MODULUS ..... 207000. MPA
OUTSIDE DIAMETER ..... 50.800 CM CROSS SECTIONAL AREA . 197.62 CM2
WALL THICKNESS ..... 1.270 CM MOMENT OF INERTIA .... 60639.28 CM4
WEIGHT/LENGTH IN AIR . 1007.000 N/M YIELD STRESS ..... 414.00 MPA
SUBMERGED WGH/LENG .. 763.000 N/M STRESS INTENS FACTOR . 1.000
SPECIFIC GRAVITY ..... 4.127 STEEL DENSITY ..... 76982.0 N/M3
WRAP COAT THICKNESS .. 10.000 CM WRAP COAT DENSITY .... 2628.0 N/M3
CONCRETE THICKNESS ... 5.461 CM CONCRETE DENSITY ..... .0 N/M3
```

BARGE DATA

```
=====
TOTAL PIPE TENSION ... 235.20 KN RADIUS OF CURVATURE .. .00 M
NUMBER OF TENSIONERS . 2 BARGE TRIM ANGLE ..... .500 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS . 7 PIPE ANGLE AT STERN .. 6.080 DEG
BARGE HEADING ..... .000 DEG OFFSET FROM R.O.W. ... .00 M
```

STINGER DATA

```
=====
NO. OF PIPE SUPPORTS . 5 STINGER STERN DEPTH .. -4.67 M
NO. STINGER SECTIONS . 5 PIPE ANGLE AT STERN .. 13.890 DEG
RADIUS OF CURVATURE .. .00 M STINGER LENGTH ..... 38.15 M
```

SAGBEND DATA

```
=====
WATER DEPTH ..... 22.25 M HORIZ PIPE TENSION ... 213.66 KN
TOUCHDOWN X-COORD. ... -155.33 M BOTTOM SLOPE ANGLE ... .000 DEG
```

```
===== SOLUTION SUMMARY =====
NODE PIPE X Y Z SUPPORT REACT TOTAL TOTAL PCT
NO. SECTION COORD COORD COORD VERT HORIZ MOMENT STRAIN YLD
=====
1 64.2 4.5 .0 1.2 .0 .0 .000 0.
3 59.7 4.4 .0 8.2 .0 2.5 .001 0.
5 48.2 4.1 .0 13.7 .0 12.0 .002 1.
7 38.1 3.8 .0 7.8 .0 7.1 .004 2.
9 33.4 3.7 .0 .0 .0 13.5 .006 2.
11 26.6 3.5 .0 -43.3 .0 32.0 .012 5.
13 21.3 3.4 .0 34.0 .0 286.0 .064 28.
15 12.1 3.0 .0 69.3 .0 561.5 .119 52.
17 -.1 1.9 .0 .0 .0 356.7 .078 34.
20 -9.5 .8 .0 .0 .0 360.5 .079 34.
22 -17.4 -.4 .0 .0 .0 478.5 .102 45.
24 -25.3 -1.8 .0 83.5 .0 686.1 .144 63.
26 -32.0 -3.2 .0 .0 .0 423.7 .091 40.
28 -38.1 -4.7 .0 .0 .0 228.9 .052 23.
35 -109.7 -19.6 .0 .0 .0 365.0 .079 34.
39 -158.4 -22.3 .0 8.2 .0 121.2 .030 13.
=====
```

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES													
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	HORIZ (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)
1	LAYBARGE	64.09	4.53	1.95	5.200	1.504	.000	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	59.63	4.41	1.54	5.200	1.506	4.481	-.01	.00	-1.04	.00	1.04	.25
5	LAYBARGE	48.18	4.11	.50	5.200	1.500	15.982	-.02	.00	-5.02	.00	5.04	1.22
7	TENSIONR	38.09	3.84	-.42	5.200	1.489	26.114	7.56	.00	2.91	.06	10.47	2.53
9	LAYBARGE	33.44	3.72	-.84	5.200	1.468	30.785	7.55	.00	5.51	.00	13.06	3.15
11	TENSIONR	26.69	3.55	-1.45	5.200	1.449	37.566	15.13	.00	-12.57	-.34	27.71	6.69
13	LAYBARGE	21.39	3.40	-1.94	5.200	1.803	42.887	15.11	.00	-117.84	.00	132.95	32.11
15	LAYBARGE	12.25	2.98	-2.77	5.200	3.654	52.083	15.02	.00	-144.33	.16	159.36	38.49
17	LAYBARGE	.10	1.90	-3.87	5.201	6.212	64.329	15.02	.00	-252.14	-.03	267.16	64.53
20	STINGER	-9.29	.76	-4.73	5.196	7.602	73.824	14.97	.00	-263.99	-14.80	279.20	67.44
22	STINGER	-17.18	-.39	-5.45	5.213	8.940	81.830	14.86	-.08	-135.52	-.86	150.49	36.35
24	STINGER	-25.03	-1.75	-6.16	5.149	10.872	89.831	14.62	-.35	-157.70	63.30	184.71	44.62
26	STINGER	-31.75	-3.16	-6.77	5.397	12.464	96.724	14.47	-.63	-179.21	3.91	194.15	46.90
28	STINGER	-37.84	-4.56	-7.33	4.473	13.268	103.003	14.16	-.92	-77.67	-328.39	352.07	85.04
30	SAGBEND	-49.69	-7.42	-7.84	.844	13.616	115.205	13.86	-1.49	18.72	-195.70	211.20	51.01
31	SAGBEND	-61.56	-10.24	-7.79	-1.184	12.990	127.407	13.48	-2.06	71.23	-109.18	144.88	34.99
32	SAGBEND	-73.47	-12.87	-7.41	-2.312	11.833	139.608	13.11	-2.59	100.38	-60.81	131.79	31.83
33	SAGBEND	-85.43	-15.22	-6.86	-2.935	10.380	151.808	12.78	-3.06	116.59	-33.66	135.68	32.77
34	SAGBEND	-97.44	-17.25	-6.20	-3.276	8.767	164.009	12.49	-3.47	125.12	-18.17	140.69	33.98
35	SAGBEND	-109.51	-18.93	-5.49	-3.453	7.076	176.209	12.25	-3.81	128.45	-8.95	142.95	34.53
36	SAGBEND	-121.61	-20.26	-4.75	-3.530	5.371	188.410	12.06	-4.07	127.25	-2.78	141.42	34.16
37	SAGBEND	-133.75	-21.22	-4.00	-3.532	3.715	200.610	11.93	-4.27	120.79	2.46	134.92	32.59
38	SAGBEND	-145.91	-21.85	-3.25	-3.461	2.193	212.810	11.84	-4.39	106.62	8.53	121.06	29.24
39	SAGBEND	-158.09	-22.17	-2.53	-3.292	.936	225.011	11.80	-4.46	79.80	17.51	95.81	23.14
40	SEABED	-170.27	-22.28	-1.86	-2.971	.162	237.212	11.79	-4.48	33.88	31.50	60.42	14.59
41	SEABED	-182.45	-22.28	-1.28	-2.479	-.044	249.412	11.79	-4.48	2.85	40.50	54.77	13.23
42	SEABED	-194.64	-22.27	-.81	-1.930	-.029	261.612	11.79	-4.48	-2.53	41.20	55.45	13.39
43	SEABED	-206.84	-22.27	-.46	-1.395	-.004	273.812	11.79	-4.48	-1.04	38.91	53.10	12.83
44	SEABED	-219.04	-22.27	-.22	-.900	.002	286.012	11.79	-4.48	-.06	35.21	49.39	11.93
45	SEABED	-231.24	-22.27	-.07	-.469	.001	298.212	11.79	-4.48	.09	29.04	43.25	10.45
46	SEABED	-243.44	-22.27	-.01	-.148	.000	310.412	11.80	-4.48	.03	18.14	32.41	7.83
47	SEABED	-255.64	-22.27	.00	-.004	.000	322.612	11.80	-4.48	.00	4.41	18.85	4.55
48	SEABED	-267.84	-22.27	.00	.013	.000	334.812	11.80	-4.48	.00	-.49	15.04	3.63
49	SEABED	-280.04	-22.27	.00	.004	.000	347.012	11.80	-4.48	.00	-.57	15.11	3.65
50	SEABED	-292.24	-22.27	.00	.000	.000	359.212	11.80	-4.48	.00	-.12	14.67	3.54
51	SEABED	-304.44	-22.27	.00	.000	.000	371.412	11.80	-4.48	.00	.02	14.58	3.52
52	SEABED	-316.64	-22.27	.00	.000	.000	383.612	11.80	-4.48	.00	.00	14.56	3.52

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC

DATE - 4/11/2017

TIME - 19:37: 6

PAGE 10

PROJECT - TUGAS AKHIR STATIC ANALYSIS
USER ID - DINI

LICENSED TO: RICKY TAWEKAL

JOB NO. -

CASE 1

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES													
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT VERT (KN)	REACTION HORIZ (KN)	SUPT VERT (M)	SEPARATIONS HORIZ (M)	PIPE TENSION (KN)	VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN -M)	
1	LAYBARGE	64.09	4.53	1.95	1.18	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	59.63	4.41	1.54	8.20	.00	.00	.00	-.12	-2.48	.00	2.48	
5	LAYBARGE	48.18	4.11	.50	13.63	.00	.00	.00	-.42	-11.99	.00	11.99	
7	TENSIONR	38.09	3.84	-.42	7.74	-.29	.00	.00	149.31	6.95	.15	6.95	
9	LAYBARGE	33.44	3.72	-.84	.35	.00	.00	.00	149.19	13.15	.00	13.15	
11	TENSIONR	26.69	3.55	-1.45	-42.66	1.61	.00	.00	299.02	-30.01	-.80	30.02	
13	LAYBARGE	21.39	3.40	-1.94	29.02	.01	.00	.00	298.54	-281.34	.00	281.34	
15	LAYBARGE	12.25	2.98	-2.77	82.50	-.05	.00	.00	296.89	-344.58	.38	344.58	
17	LAYBARGE	.10	1.90	-3.87	.00	.37	.17	.00	296.91	-601.95	-.07	601.95	
20	STINGER	-9.29	.76	-4.73	.00	-2.09	.25	.00	292.41	-630.25	-35.34	631.24	
22	STINGER	-17.18	-.39	-5.45	.00	8.96	.11	.00	295.79	-323.54	-2.06	323.54	
24	STINGER	-25.03	-1.75	-6.16	82.97	-43.10	.00	.00	292.31	-376.48	151.11	405.68	
26	STINGER	-31.75	-3.16	-6.77	-.17	200.66	.17	.00	294.42	-427.85	9.33	427.95	
28	STINGER	-37.84	-4.56	-7.33	-.71	-208.12	.38	.00	289.05	-185.44	-784.00	805.63	
30	SAGBEND	-49.69	-7.42	-7.84	.00	.00	.00	.00	288.91	44.70	-467.21	469.35	
31	SAGBEND	-61.56	-10.24	-7.79	.00	.00	.00	.00	287.25	170.05	-260.65	311.21	
32	SAGBEND	-73.47	-12.87	-7.41	.00	.00	.00	.00	285.32	239.65	-145.18	280.19	
33	SAGBEND	-85.43	-15.22	-6.86	.00	.00	.00	.00	283.50	278.34	-80.35	289.71	
34	SAGBEND	-97.44	-17.25	-6.20	.00	.00	.00	.00	281.92	298.72	-43.39	301.85	
35	SAGBEND	-109.51	-18.93	-5.49	.00	.00	.00	.00	280.62	306.65	-21.36	307.39	
36	SAGBEND	-121.61	-20.26	-4.75	.00	.00	.00	.00	279.62	303.80	-6.63	303.87	
37	SAGBEND	-133.75	-21.22	-4.00	.00	.00	.00	.00	278.92	288.37	5.86	288.43	
38	SAGBEND	-145.91	-21.85	-3.25	.00	.00	.00	.00	278.52	254.54	20.36	255.36	
39	SAGBEND	-158.09	-22.17	-2.53	.31	.11	.00	.00	278.38	190.52	41.79	195.05	
40	SEABED	-170.27	-22.28	-1.86	10.12	3.05	.00	.00	278.42	80.89	75.20	110.45	
41	SEABED	-182.45	-22.28	-1.28	14.09	4.23	.00	.00	278.43	6.81	96.68	96.92	
42	SEABED	-194.64	-22.27	-.81	10.74	3.22	.00	.00	278.42	-6.03	98.37	98.55	
43	SEABED	-206.84	-22.27	-.46	9.26	2.78	.00	.00	278.43	-2.48	92.89	92.93	
44	SEABED	-219.04	-22.27	-.22	9.15	2.75	.00	.00	278.43	-.14	84.05	84.05	
45	SEABED	-231.24	-22.27	-.07	9.27	2.78	.00	.00	278.44	.21	69.33	69.33	
46	SEABED	-243.44	-22.27	-.01	9.31	1.80	.00	.00	278.46	.07	43.32	43.32	
47	SEABED	-255.64	-22.27	.00	9.31	-1.50	.00	.00	278.46	.00	10.54	10.54	
48	SEABED	-267.84	-22.27	.00	9.31	-.95	.00	.00	278.46	-.01	-1.18	1.18	
49	SEABED	-280.04	-22.27	.00	9.31	-.13	.00	.00	278.46	.00	-1.36	1.36	
50	SEABED	-292.24	-22.27	.00	9.31	.06	.00	.00	278.46	.00	-.27	.27	
51	SEABED	-304.44	-22.27	.00	9.31	.03	.00	.00	278.46	.00	.05	.05	
52	SEABED	-316.64	-22.27	.00	.00	.00	.00	.00	278.46	.00	.00	.00	

LAMPIRAN D
HASIL PERHITUNGAN *LOCAL BUCKLING*
DAERAH *SAGBEND*

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	15	m		
densitiy water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	290,39	kN		
Post buckle bending moment	=	387,21	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,161	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	290,39	kn		
M_f	=	387,21	kn-m		
S_{sd}	=	319,429	kn		
M_{sd}	=	425,931	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
y	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,210731366			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	18,65	m		
density water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	289,56	kN		
Post buckle bending moment	=	384,74	KN.M		
Factor					
γ _{sc}	=	1,26			
α _U	=	1			
γ _M	=	1			
α _{Fab}	=	0,93			
r _c	=	1			
γ _{F.a}	=	1,2			
γ _{F.b}	=	1,1			
γ _{E.a}	=	0,7			
γ _{E.b}	=	1,3			
f _o	=	0,03			
Pressure Containment					
p _e	=	0,191	Mpa		
F _y	=	360	Mpa		
F _t	=	460	Mpa		
P _b (t ₂)	=	18,57187905	Mpa		
S _f	=	289,56	kn		
M _f	=	384,74	kn-m		
S _{sd}	=	318,516	kn		
M _{sd}	=	423,214	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α _c	=	1,043932822			
α _p	=	-13,23423423			
S _p (t ₂)	=	8849,176611	kn		
M _p (t ₂)	=	1121,612595	kn		
p _{el}	=	13,95	mpa		
p _p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
φ	=	1,880996573			
γ	=	3337811,648	pa		
p _c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,208322471			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	20,65	m		
densitiy water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	383,59	kN		
Post buckle bending moment	=	289,36	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F,a}$	=	1,2			
$\gamma_{F,b}$	=	1,1			
$\gamma_{E,a}$	=	0,7			
$\gamma_{E,b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,08	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	383,59	kn		
M_f	=	289,36	kn-m		
S_{sd}	=	421,949	kn		
M_{sd}	=	318,296	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
y	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,11748369			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	21,25	m		
density water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	289,27	kN		
Post buckle bending moment	=	391,91	KN.M		
Factor					
γ _{sc}	=	1,26			
α _U	=	1			
γ _M	=	1			
α _{Fab}	=	0,93			
Γ _c	=	1			
γ _{F.a}	=	1,2			
γ _{F.b}	=	1,1			
γ _{E.a}	=	0,7			
γ _{E.b}	=	1,3			
φ _o	=	0,03			
Pressure Containment					
p _e	=	0,121	Mpa		
F _y	=	360	Mpa		
F _t	=	460	Mpa		
P _b (t2)	=	18,57187905	Mpa		
S _f	=	289,27	kn		
M _f	=	391,91	kn-m		
S _{sd}	=	318,197	kn		
M _{sd}	=	431,101	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α _c	=	1,043932822			
α _p	=	-13,23423423			
S _p (t2)	=	8849,176611	kn		
M _p (t2)	=	1121,612595	kn		
p _{el}	=	13,95	mpa		
p _p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
φ	=	1,880996573			
γ	=	3337811,648	pa		
p _c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,215581626			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	22,25	m		
densitiy water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	288,98	kN		
Post buckle bending moment	=	448,08	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,161	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	288,98	kn		
M_f	=	448,08	kn-m		
S_{sd}	=	317,878	kn		
M_{sd}	=	492,888	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
γ	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,281974035			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	15	m		
density water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	290,38	kN		
Post buckle bending moment	=	389,82	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,191	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	290,38	kn		
M_f	=	389,82	kn-m		
S_{sd}	=	319,418	kn		
M_{sd}	=	428,802	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
γ	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,213835874			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	18,65	m		
density water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	289,54	kN		
Post buckle bending moment	=	391,18	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,08	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	289,54	kn		
M_f	=	391,18	kn-m		
S_{sd}	=	318,494	kn		
M_{sd}	=	430,298	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
γ	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,214575532			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	20,65	m		
densitiy water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	289,36	kN		
Post buckle bending moment	=	386,38	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,121	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	289,36	kn		
M_f	=	386,38	kn-m		
S_{sd}	=	318,296	kn		
M_{sd}	=	425,018	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
y	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,209550943			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	21,25	m		
densitiy water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	289,13	kN		
Post buckle bending moment	=	434,69	KN.M		
Factor					
ysc	=	1,26			
αU	=	1			
γM	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
fo	=	0,03			
Pressure Containment					
pe	=	0,161	Mpa		
Fy	=	360	Mpa		
Ft	=	460	Mpa		
Pb(t2)	=	18,57187905	Mpa		
Sf	=	289,13	kn		
Mf	=	434,69	kn-m		
Ssd	=	318,043	kn		
Msd	=	478,159	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
αc	=	1,043932822			
αp	=	-13,23423423			
Sp (t2)	=	8849,176611	kn		
Mp (t2)	=	1121,612595	kn		
pel	=	13,95	mpa		
pp	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
y	=	3337811,648	pa		
pc	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,265411471			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	22,25	m		
density water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	288,91	kN		
Post buckle bending moment	=	469,35	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,191	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	288,91	kn		
M_f	=	469,35	kn-m		
S_{sd}	=	317,801	kn		
M_{sd}	=	516,285	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
y	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,30957944			

LAMPIRAN E
HASIL PERHITUNGAN *LOCAL BUCKLING*
DAERAH *OVERBAND*

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	15	m		
densitiy water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	290,68	kN		
Post buckle bending moment	=	671,52	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,161	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	290,68	kn		
M_f	=	671,52	kn-m		
S_{sd}	=	319,748	kn		
M_{sd}	=	738,672	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
γ	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,632501897			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	18,65	m		
densitiy water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	290,05	kN		
Post buckle bending moment	=	676,85	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,191	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	290,05	kn		
M_f	=	676,85	kn-m		
S_{sd}	=	319,055	kn		
M_{sd}	=	744,535	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
y	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,642834804			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	20,65	m		
densitiy water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	289,88	kN		
Post buckle bending moment	=	690,49	KN.M		
Factor					
γ _{sc}	=	1,26			
α _U	=	1			
γ _M	=	1			
α _{Fab}	=	0,93			
Γ _c	=	1			
γ _{F.a}	=	1,2			
γ _{F.b}	=	1,1			
γ _{E.a}	=	0,7			
γ _{E.b}	=	1,3			
fo	=	0,03			
Pressure Containment					
p _e	=	0,08	Mpa		
F _y	=	360	Mpa		
F _t	=	460	Mpa		
P _b (t2)	=	18,57187905	Mpa		
S _f	=	289,88	kn		
M _f	=	690,49	kn-m		
S _{sd}	=	318,868	kn		
M _{sd}	=	759,539	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α _c	=	1,043932822			
α _p	=	-13,23423423			
S _p (t2)	=	8849,176611	kn		
M _p (t2)	=	1121,612595	kn		
p _{el}	=	13,95	mpa		
p _p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
φ	=	1,880996573			
γ	=	3337811,648	pa		
p _c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,668219156			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	21,25	m		
density water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	289,75	kN		
Post buckle bending moment	=	708,25	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,121	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	289,75	kn		
M_f	=	708,25	kn-m		
S_{sd}	=	318,725	kn		
M_{sd}	=	779,075	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
y	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,703232163			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	22,25	m		
density water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	289,03	kN		
Post buckle bending moment	=	806,46	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,161	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	289,03	kn		
M_f	=	806,46	kn-m		
S_{sd}	=	317,933	kn		
M_{sd}	=	887,106	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
y	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,911953836			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	15	m		
density water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	290,85	kN		
Post buckle bending moment	=	642,18	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,191	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	290,85	kn		
M_f	=	642,18	kn-m		
S_{sd}	=	319,935	kn		
M_{sd}	=	706,398	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
γ	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,57875715			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	18,65	m		
density water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	290,2	kN		
Post buckle bending moment	=	652,78	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,08	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	290,2	kn		
M_f	=	652,78	kn-m		
S_{sd}	=	319,22	kn		
M_{sd}	=	718,058	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
γ	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,597242102			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	20,65	m		
densitiy water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	290,08	kN		
Post buckle bending moment	=	659,92	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,121	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	290,08	kn		
M_f	=	659,92	kn-m		
S_{sd}	=	319,088	kn		
M_{sd}	=	725,912	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
y	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,610580132			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	21,25	m		
densitiy water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	289,27	kN		
Post buckle bending moment	=	778,29	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,161	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	289,27	kn		
M_f	=	778,29	kn-m		
S_{sd}	=	318,197	kn		
M_{sd}	=	856,119	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
y	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,849401241			

Local Buckling Check					
OD	=	508	mm	0,508	m
Wall thickness	=	12,7	mm	0,0159	m
Corrosion Allowance	=	1,6	mm		
T2	=	11,1	mm		
Water Depth	=	22,25	m		
density water	=	1025	kg.m-3		
modulus young	=	207000	Mpa		
SMYS	=	360	Mpa		
SMTS	=	460	Mpa		
Derating Pressure	=	0	Mpa		
Internal Pressure	=	0	Mpa		
Out of roundness	=	1	%		
Fabrication Method	=	Welded			
Condition	=	Not Burst			
Case	=	Installation			
material Strength	=	Normal			
Safety Class	=	High			
Limit States	=	ILS	(FLS)		
Load factor	=	1	condition		
poisson ratio	=	0,3			
Maxium Axial Force	=	289,05	kN		
Post buckle bending moment	=	805,63	KN.M		
Factor					
γ_{sc}	=	1,26			
α_U	=	1			
γ_M	=	1			
α_{Fab}	=	0,93			
Γ_c	=	1			
$\gamma_{F.a}$	=	1,2			
$\gamma_{F.b}$	=	1,1			
$\gamma_{E.a}$	=	0,7			
$\gamma_{E.b}$	=	1,3			
f_o	=	0,03			
Pressure Containment					
p_e	=	0,191	Mpa		
F_y	=	360	Mpa		
F_t	=	460	Mpa		
$P_b(t_2)$	=	18,57187905	Mpa		
S_f	=	289,05	kn		
M_f	=	805,63	kn-m		
S_{sd}	=	317,955	kn		
M_{sd}	=	886,193	kn-m		
Elastic Capacity					
β	=	0,158158158			
α_c	=	1,043932822			
α_p	=	-13,23423423			
$S_p(t_2)$	=	8849,176611	kn		
$M_p(t_2)$	=	1121,612595	kn		
p_{el}	=	13,95	mpa		
p_p	=	20,95	mpa		
b	=	-13949517,46	pa		
c	=	-7,19454E+14	pa ²		
d	=	6,12713E+21	pa ³		
u	=	-2,61439E+14	pa ²		
v	=	1,29036E+21	pa ³		
ϕ	=	1,880996573			
γ	=	3337811,648	pa		
p_c	=	7,987	mpa		
Check					
UC	=	0,9103418			

BIODATA PENULIS



Penulis tugas akhir ini bernama Juniavi Dini Kumala Putri lahir di Pacitan, 19 Juni 1994. Riwayat pendidikan penulis TK Pertiwi, SD Negeri Pacitan, SMP Negeri Pacitan, SMA Negeri Pacitan dan Jurusan Teknik Kelautan ITS di Surabaya. Masuk dalam salah satu perguruan favorit di Indonesia, penulis menjadi salah satu angkatan tahun 2013 melalui jalur undangan atau SNMPTN. Selama masa perkuliahan penulis aktif dalam mengikuti kegiatan kemahasiswaan. Salah satu contoh kegiatan yang di ikuti penulis adalah menjadi pengurus non-inti Himpunan Mahasiswa Teknik Kelautan divisi Sosial Masyarakat periode 2014 s/d 2016. Selain daripada itu penulis telah memiliki pengalaman kerja bersama salah satu perusahaan consultan *Marine Engineering* di Tangerang selama kurang lebih 2 bulan. Di sisi lain penulis pernah berpengalaman menjadi pekerja magang (tidak tetap) di salah satu majalah International terkait isu-isu lingkungan sebagai asisten editor artikel. Dalam rangka menyelesaikan pendidikan jenjang Sarjana, maka penulis telah menulis tugas akhir ini sebagai kelengkapan sistem kredit siswa.